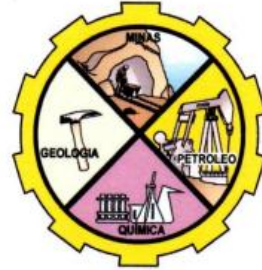


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**TESIS**

**“PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES EN  
YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD EN EL NOR OESTE  
DEL PERU”**

**Presentada por:**

**BR. DIEGO ARMANDO BALLADARES HIDALGO**

**PARA OPTAR POR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERIA DE PETROLEO**

**Línea de investigación:**

**APROVECHAMIENTO Y GESTIÓN SOSTENIBLE DEL AMBIENTE  
Y LOS RECURSOS NATURALES**

**PIURA - PERÚ  
2019**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**TESIS**

**PERFORACION DE POZOS MULTILATERALES EN  
YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD EN EL NOR OESTE  
DEL PERU**

**PRESENTADO POR:**

**ING. PEDRO TIMANA JARAMILLO**  
**ASESOR**

**ING. EDGAR JIMENEZ NIEVES**  
**CO ASESOR**

**BACH. DIEGO ARMANDO BALLADARES HIDALGO**  
**EJECUTOR**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA DE PETROLEO**

## THESIS

**APROBADA POR:**

**DR. ING WILMER AREVALO NIMA**  
**PRESIDENTE**

**DR. ING. JUAN TANTARUNA OCSAS**  
**SECRETARIO**

**ING. JUAN CARLOS ALIAGA MSC.**  
VOCAL



### DECLARACION JURADA DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS

Yo: DIEGO ARMANDO BALLADARES HIDALGO identificado con DNI N° 715585723, Bachiller de la Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo, de la Facultad de Ingeniería de Minas y domiciliado en la calle 8, casa N° 506, Barrio Miraflores del Distrito de Los Órganos, Provincia Talara, Departamento Piura. Con celular 951588147 y con e mail: [diego\\_balladares\\_12@hotmail.com](mailto:diego_balladares_12@hotmail.com).

DECLARO BAJO JURAMENTO: que la tesis que presento es original e inédita, no siendo copia parcial ni total de una tesis desarrollada, y/o realizada en el Perú o en el Extranjero, en caso contrario de resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a los alcances de lo establecido en el Art. N° 411, del código Penal concordante con el Art. 32 de la Ley N° 27444, y Ley del Procedimiento Administrativo General y las Normas Legales de Protección a los Derechos de Autor.

En fe de lo cual firmo la presente.

Piura, mayo del 2019

  
**DIEGO ARMANDO BALLADARES HIDALGO**  
DNI N° 715585723

Art. 441.- El que, en un procedimiento administrativo, hace una falsa declaración con hechos o circunstancias que le corresponde probar, violando la presunción de veracidad establecida por ley, será reprimida con pena privativa de la libertad no menor de uno ni mayor de cuatro años.

Art. 4. Inciso 4.12 del Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales – RENATI – Resolución de Consejo Directivo N° 033–2016-SUNEDU/CD



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS**  
**DECANATO**

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"

**ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS**

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 036-CF-2019, de fecha veinticuatro de enero de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día jueves nueve de mayo de dos mil diecinueve, a horas 12:00 m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "**PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES EN YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD EN EL NOR OESTE DEL PERÚ**", conducida por el Señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **BALLADARES HIDALDO DIEGO ARMANDO**, cuenta con el asesoramiento del Ing° **Pedro Timaná Jaramillo M.Sc.** Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, la declaran:

DESAPROBADO	A P R O B A D O			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	-----	-----	-----	-----

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 09 de mayo de 2019.

DR. ING° WILMER ARÉVALO NIMA  
Presidente del jurado calificador

DR. ING° JUAN C. TANTARUNA OCSAS  
Secretario del jurado calificador

ING° JUAN C. ALIAGA RODRIGUEZ M.Sc.  
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

# ÍNDICE GENERAL

Pagina

INDICE.....	vi
INDICE DE TABLAS.....	xiii
INDICE DE GRAFICOS.....	xiii
INDICE DE FIGURAS.....	xiv
ANEXOS.....	xvi
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	1

## CAPÍTULO I ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA

1.1	DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	1
1.1.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2	JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.3	OBJETIVOS.....	2
1.3.1	OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.4	DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	2

## CAPÍTULO II MARCO TEORICO

2.1	ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
2.1.1	TESIS 1.....	3
2.1.2	TESIS 2.....	3
2.1.3	TESIS 3.....	3
2.1.4	TESIS 4.....	3
2.2	BASES TEÓRICAS.....	3
2.2.1	CUENCA TALARA.....	3
2.2.1.1	UBICACIÓN Y ACCESIBILIDAD.....	3
2.2.1.2	TOPOGRAFÍA, DINÁMICA Y VEGETACIÓN.....	4
2.2.1.2.1	TOPOGRAFÍA.....	4

2.2.1.2.2	DINÁMICA.....	5
2.2.1.2.3	VEGETACIÓN.....	6
2.2.1.3	ESTRATIGRAFÍA.....	7
2.2.1.4	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	8
2.2.1.4.1	EVOLUCIÓN TECTO SEDIMENTARIA DE LA CUENCA TALARA.....	9
2.2.1.5	SISTEMA DE PETRÓLEO GENERALIZADO EN CUENCA TALARA.....	10
2.2.1.6	HISTORIA Y EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	11
2.2.2	YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD.....	13
2.2.2.1	TIPOS DE YACIMIENTOS Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	13
2.2.2.1.1	TIPOS DE YACIMIENTOS.....	13
2.2.2.1.1.1	EMPUJE POR CASQUETE O CAPA DE GAS.....	13
2.2.2.1.1.2	GAS DISUELTO.....	14
2.2.2.1.1.3	EMPUJE POR AGUA O HIDRÁULICO.....	14
2.2.2.1.1.4	EMPUJE POR GRAVEDAD.....	16
2.2.2.1.2	PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	16
2.2.2.1.2.1	POROSIDAD.....	17
2.2.2.1.2.2	SATURACIÓN.....	18
2.2.2.1.2.3	MOJABILIDAD.....	18
2.2.2.1.2.4	PERMEABILIDAD.....	18
2.2.2.2	CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS.....	19
2.2.2.3	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS.....	20
2.2.2.4	RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	20
2.2.2.5	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN.....	21
2.2.2.6	ANÁLISIS DE FLUJOS.....	22
2.2.2.6.1	ECUACIONES DE FLUJO.....	22
2.2.2.6.1.1	FLUJO LINEAL.....	22
2.2.2.6.1.2	FLUJO RADIAL.....	23
2.2.3	POZOS MULTILATERALES.....	23
2.2.3.1	ANTECEDENTES.....	23
2.2.3.1.1	POZO VERTICAL.....	23
2.2.3.1.2	POZO DIRECCIONAL.....	24
2.2.3.2	QUE ES UN POZO MULTILATERAL.....	26
2.2.3.3	PROBLEMÁTICA DE LOS POZOS MULTILATERALES.....	26
2.2.3.4	VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	28

2.2.3.4.1	APLICACIÓN A DIFERENTES YACIMIENTOS.....	30
2.2.3.4.1.1	YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.....	30
2.2.3.4.1.2	YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD Y NATURALMENTE FRACTURADOS.....	31
2.2.3.4.1.3	YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS Y ZONAS LAMINADAS.....	32
2.2.3.4.1.4	COMPARTIMIENTOS GEOLÓGICOS AISLADOS.....	32
2.2.3.4.1.5	YACIMIENTOS SATÉLITES.....	33
2.2.3.4.1.6	CAMPOS MADUROS.....	33
2.2.3.5	PRODUCTIVIDAD DE UN POZO MULTILATERAL.....	34
2.2.3.5.1	COMPORTAMIENTO DE FLUJO.....	34
2.2.3.5.1.1	MODELOS ANALÍTICOS DE FLUJO PARA LATERALES HORIZONTALES....	34
2.2.3.5.1.1.1	MODELO DE JOSHI.....	35
2.2.3.5.1.1.2	MODELO DE FURUI.....	36
2.2.3.5.2	COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN EL POZO.....	37
2.2.3.5.2.1	CAÍDAS DE PRESIÓN EN LOS LATERALES.....	37
2.2.3.5.2.2	PERFILES DE PRESIÓN EN LOS LATERALES Y EL POZO PRINCIPAL.....	38
2.2.3.5.2.3	CAPACIDAD DE APOORTE DE UN POZO MULTILATERAL.....	38
2.2.3.5.3	CONCEPTOS TEORICOS EN LA PERFORACION DE LOS POZOS MULTILATERALES.....	38
2.2.3.5.3.1	CAUSAS DE LAPERFORACION DIRECCIONAL.....	39
2.2.3.5.3.2	CONCEPTOS BASICOS INVOLUCRADOS EN LA PERFORACION DIRECCIONAL.....	39
2.2.3.5.3.2.1	DOMO DE SAL.....	39
2.2.3.5.3.2.2	FORMACIONES CON FALLAS.....	39
2.2.3.5.3.2.3	MULTIPLES POZOS CON UNA MISMA PLATAFORMA.....	39
2.2.3.5.3.2.4	POZOS DE ALIVIO.....	39
2.2.3.5.3.2.5	DESVIACION DEL HOYO ORIGINAL (SIDE TRACK).....	39
2.2.3.5.3.2.6	DIFERENTES ARENAS MULTIPLES.....	39
2.2.3.5.3.3	OTROS CONCEPTOS BASICOS.....	39
2.2.3.5.3.3.1	ANGULO DE INCLINACION.....	39
2.2.3.5.3.3.2	DESVIO O DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL.....	39
2.2.3.5.3.3.3	OBJETIVO.....	39
2.2.3.5.3.3.4	DIRECCION O ORIENTACION.....	39
2.2.3.5.3.3.5	REGISTRO O SURVEY.....	40



2.2.3.5.3.3.6 COORDENADAS.....	40
2.2.3.5.3.3.7 RUMBO DE LA FORMACION.....	40
2.2.3.5.3.8 BUZAMIENTO DE LA FORMACION.....	40
2.2.3.5.3.9 PATA DE PERRO (DOG LEG).....	40
2.2.3.6 HERRAMIENTAS PARA LLEVAR A CABO UN POZO MULTILATERAL.....	40
2.2.3.6.1 PERFORACIÓN DE UNA RE – ENTRADA (SIDETRACK).....	41
2.2.3.6.1.1 PERFORACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO.....	41
2.2.3.6.1.1.1 MÉTODO DE PROPULSIÓN.....	42
2.2.3.6.1.1.2 MÉTODO DE DEFLEXIÓN - TAPÓN DE CEMENTO.....	44
2.2.3.6.1.1.3 MÉTODO DE DEFLEXIÓN – CUCHARA DESVIADORA.....	44
2.2.3.6.1.2 PERFORACIÓN A AGUJERO ENTUBADO.....	45
2.2.3.6.1.2.1 MOLIENDO UNA SECCIÓN CON AYUDA DE UN TAPÓN DE CEMENTO.....	46
2.2.3.6.1.2.2 COLOCANDO UNA CUCHARA DESVIADORA.....	46
2.2.3.6.1.2.3 UTILIZANDO UNA VENTANA PECORTADA.....	47
2.2.3.6.2 PERFORACIÓN LATERAL.....	48
2.2.3.6.2.1 CONFIGURACIONES BÁSICAS DE UN POZO MULTILATERAL.....	49
2.2.3.6.2.2 GEONAVEGACIÓN.....	51
2.2.3.6.2.2.1 TOMANDO MEDICIONES MIENTRAS PERFORAS (Measurement while drilling).....	52
2.2.3.6.2.2.2 TOMANDO REGISTROS MIENTRAS PERFORAS (Logging while drilling).....	53
2.2.3.6.2.2.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS HERRAMIENTAS LWD.....	54
2.2.3.6.2.3 PERFORACIÓN DE DIÁMETROS REDUCIDOS.....	54
2.2.3.6.2.3.1 POZOS EXPLORATORIOS.....	55
2.2.3.6.2.3.2 PREPARACIÓN DE POZOS EXISTENTES (PROFUNDIZACIÓN, DESVIACIÓN Y TERMINACIONES MÚLTIPLES).....	55
2.2.3.6.2.3.3 POZOS CON RAMIFICACIONES (PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN EN INTERVALOS SELECTIVOS).....	55
2.2.3.6.2.3.4 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO.....	56
2.2.3.6.2.4 PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE (Coiled Tubing Drilling).....	57
2.2.3.6.2.5 ALGUNAS HERRAMIENTAS Y PROCEDIMIENTOS.....	57
2.2.3.6.2.5.1 HERRAMIENTAS.....	57

2.2.3.6.2.5.2	PROCEDIMIENTOS.....	57
2.2.3.6.2.5.2.1	ARME DEL ENSAMBLE DIRECCIONAL.....	57
2.2.3.6.2.5.2.2	CORRIDAS DE GIRO.....	57
2.2.3.6.2.5.2.3	CORRIDA DE TUBERIA.....	59
2.2.3.6.2.5.2.4	PERFORACION DE SHOE TRACKS.....	59
2.2.3.6.2.5.2.5	TECNICAS EN HOYOS DIRECCIONADOS.....	59
2.2.3.6.2.5.2.6	PRACTICAS OPERACIONALES.....	60
2.2.3.6.2.5.2.7	EVALUACION DE BROCAS	
2.2.3.6.3	CLASIFICACIÓN PRÁCTICA DE LAS HERRAMIENTAS.....	60
2.2.3.6.3.1	HERRAMIENTAS DEFLECTORAS O DESVIADORAS.....	60
2.2.3.6.3.1.1	CUCHARA RECUPERABLE.....	60
2.2.3.6.3.1.2	CUCHARA PERMANENTE.....	60
2.2.3.6.3.1.3	JUNTA ARTICULADA.....	61
2.2.3.6.3.1.4	TURBINA DE FONDO.....	61
2.2.3.6.3.1.5	MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	61
2.2.3.6.3.2	HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN.....	61
2.2.3.6.3.2.1	TOCTO O PÉNDULO INVERTIDO .....	61
2.2.3.6.3.2.2	DISCO.....	62
2.2.3.6.3.2.3	MECANISMO DE TIEMPO (TIMER).....	62
2.2.3.6.3.2.4	SINGLE SHOT (REGISTRO DE TOMA SENCILLA).....	62
2.2.3.6.3.2.5	MÚLTI SHOT (TOMAS MÚLTIPLES).....	62
2.2.3.6.3.2.6	GIROSCOPIO.....	62
2.2.3.6.3.2.7	INCLINOMETRO.....	63
2.2.3.6.3.3	HERRAMIENTAS AUXILIARES.....	63
2.2.3.6.3.3.1	ESTABILIZADORES.....	63
2.2.3.6.3.3.2	MARTILLO.....	63
2.2.4	CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCION.....	63
2.2.4.1	LAS ECUACIONES EMPIRICAS DE ARPS.....	64
2.2.4.2	CURVAS DE DECLINACION.....	66
2.2.4.2.1	DECLINACION EXPONENCIAL.....	68
2.2.4.2.2	DECLINACION HIPERBOLICA.....	70
2.2.4.2.3	DECLINACION ARMONICA.....	70
2.2.4.2.4	GRUPOS ADIMENSIONALES.....	70

2.2.4.3	LIMITACIONES DE LAS ECUACIONES DE ARPS.....	71
2.3	GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	72
2.3.1	SÍSMICA.....	72
2.3.2	SEDIMENTOS FLUVIO DELTAICOS.....	72
2.3.3	CORES.....	72
2.3.4	KOP (KICK OFF POINT).....	72
2.3.5	RADIO DE ACRAJE.....	73
2.3.6	CÁLCULO VOLUMÉTRICO O MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	73
2.3.7	BOPD.....	73
2.3.8	VAN.....	73
2.3.9	TIEMPO DE PAGO (PAY OUT).....	73
2.3.10	TIR (Tasa interna de retorno).....	73
2.4	MARCO REFERENCIAL.....	74
2.5	HIPÓTESIS.....	74
2.5.1	HIPÓTESIS GENERAL.....	74
2.5.2	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	74

### CAPÍTULO III

#### MARCO METODOLÓGICO

3.1	ENFOQUE Y DISEÑO.....	75
3.1.1	OBJETIVO.....	75
3.1.2	DATOS INDISPENSABLES PREVIOS.....	75
3.1.2.1	EXPLORACIÓN.....	75
3.2	SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	76
3.2.1	ANÁLISIS DE LA ZONA.....	76
3.3	MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS.....	77
3.3.1	PERFORACIÓN.....	77
3.3.2	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.....	77
3.3.2.1	CÁLCULO VOLUMÉTRICO.....	77
3.3.2.2	CÁLCULO DE PRODUCCIÓN EN POZOS LATERALES.....	78
3.4	ESTUDIO DEL POZO TIPO.....	80
3.5	ANÁLISIS ECONOMICO.....	84
3.5.1	VAN.....	84



3.5.2	TIEMPO DE PAGO (PAY OUT).....	85
3.5.3	TIR.....	85
3.6	TECNICAS E INSTRUMENTOS.....	86
3.6.1	TECNICAS DE RECOLECCION DE DATOS.....	86
3.6.2	INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS.....	86
3.7	ASPECTOS ETICOS.....	86

#### CAPÍTULO IV

#### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1	RESULTADOS.....	88
4.1.1	RESULTADO 1.....	88
4.1.2	RESULTADO 2.....	88
4.1.3	RESULTADO 3.....	89
4.2	DISCUSIÓN.....	89
4.2.1	DISCUSIÓN 1.....	89
4.2.2	DISCUSIÓN 2.....	90
4.2.3	DISCUSIÓN 3.....	90

#### CAPÍTULO V

5	CONCLUSIONES.....	91
---	-------------------	----

#### CAPÍTULO VI

6	RECOMENDACIONES.....	93
---	----------------------	----

#### CAPÍTULO VII

7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	95
---	---------------------------------	----

## ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 2.1 Ventajas y desventajas de un pozo multilateral.....	43
Tabla 2.2 Ventajas y desventajas del método de propulsión.....	57
Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de la perforación con tubería flexible.....	57
Tabla 2.4 Ecuaciones de las diversas declinaciones de producción.....	67
Tabla 3.1 Inversión.....	77
Tabla 3.2 División porcentual del costo de operación directo.....	83
Tabla 4.1 Comparación de resultados pozo vertical y lateral.....	88
Tabla 4.2 VAN a diferentes tasas de interés.....	88

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

	Página
Gráfico 4.1 Comparación de las curvas de declinación para un pozo vertical y lateral.....	89

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 Pozo multilateral.....	2
Figura 2.1 Cuencas sedimentarias del Perú.....	4
Figura 2.2 Choque de la placa de Nasca contra la Sudamericana.....	6
Figura 2.3 Columna estratigráfica de la región Talara – Tumbes.....	8
Figura 2.4 Mapa tectónico de la cuenca Talara.....	10
Figura 2.5 Refinería de Talara hace algunas décadas.....	12
Figura 2.6 Tipo de yacimiento con empuje por capa de gas.....	14
Figura 2.7 Tipo de yacimiento con empuje por gas disuelto.....	15
Figura 2.8 Tipo de yacimiento con empuje por acuífero.....	15
Figura 2.9 Tipo de yacimiento con empuje por gravedad.....	16

Figura 2.10 Porosidad. Baja porosidad (low) y alta porosidad (high).....	17
Figura 2.11 Saturación de fluidos en el reservorio.....	18
Figura 2.12 Permeabilidad de la roca.....	19
Figura 2.13 Flujo lineal y radial de fluidos hacia el pozo.....	23
Figura 2.14 Pozo vertical.....	24
Figura 2.15 Pozo direccional o lateral.....	25
Figura 2.16 Pozo multilateral.....	26
Figura 2.17 Primer pozo multilateral, hecho en Rusia.....	27
Figura 2.18 Producción de múltiples formaciones en un mismo pozo.....	28
Figura 2.19 Otro ejemplo de pozo multilateral.....	29
Figura 2.20 Yacimiento en aceite pesado.....	31
Figura 2.21 Yacimiento de baja permeabilidad y naturalmente fracturado.....	31
Figura 2.22 Yacimiento estratificado y zonas laminadas.....	32
Figura 2.23 Compartimientos geológicos aislados.....	33
Figura 2.24 Yacimientos satélite.....	36
Figura 2.25 Geometría de flujo del modelo de Furui.....	41
Figura 2.26 Esquema de una re – entrada.....	41
Figura 2.27 Broca de propulsión.....	42
Figura 2.28 Método de deflexión, propulsión.....	42
Figura 2.29 Motor de fondo con sustituto de desviación.....	43
Figura 2.30 Cuchara desviadora en agujero descubierto.....	44
Figura 2.31 Métodos para anclar cucharas.....	45
Figura 2.32 Procedimiento de una re – entrada en agujero entubado con tapón de cemento.....	46
Figura 2.33 Proceso de perforación con cuchara de una reentrada con agujero entubado.....	47
Figura 2.34 Proceso de perforación de una re – entrada con agujero entubado con una ventana Precortada.....	48
Figura 2.35 Aparejo de perforación con Bent Housing.....	49
Figura 2.36 Configuraciones básicas de un pozo multilateral.....	49
Figura 2.37 Arreglos horizontales.....	50
Figura 2.38 Tramos apilados verticalmente.....	50
Figura 2.39 Funcionamiento del MWD.....	52
Figura 2.40 Tomando registros mientras perforas con una computadora en superficie.....	53
Figura 2.41 Curvas de declinación del gasto ( $q$ ) contra tiempo ( $t$ ) en escala cartesiana.....	66
Figura 2.42 Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala cartesiana.....	68



Figura 2.43 Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala semilog.....	69
Figura 2.44 Producción acumulada adimensional ( $N_p D_d$ ) contra gasto de producción ( $q D_d$ ).....	69
Figura 3.1 Sísmica.....	76
Figura 3.2 Historia productiva de los pozos verticales.....	81
Figura 3.3 Historia productiva de los pozos horizontales.....	81
Figura 3.4 Pozo Vertical – Correlación.....	82
Figura 3.5 Pozo Horizontal – Correlación.....	82
Figura 3.6 Régimen de Flujo, Pozo Horizontal. ....	83
Figura 3.7 Pronostico de producción pozo vertical.....	83
Figura 3.8 Pronostico de producción pozo horizontal.....	84
Figura 3.9 TIR (ejemplo).....	86

## ANEXOS

Anexo 1.....	97
Anexo 2.....	99
Anexo 3.....	101
Anexo 4.....	102
Anexo 5.....	103
Anexo 6.....	104

## RESUMEN

En el desarrollo de la presente tesis se conocerá la importancia de un pozo multilateral, sus ventajas y desventajas; haciendo una comparación con un pozo vertical, así como su aplicación en el Nor Oeste del Perú en yacimientos de baja permeabilidad.

El estudio se desarrollará de la siguiente manera:

En primer lugar aparece la introducción la cual nos hará una rápida exposición de la problemática.

Luego viene el primer capítulo (Aspectos de la problemática), donde además de adentrarnos un poco más en la exposición general de la problemática también se justifica el presente estudio. Y no podía faltar mencionar los objetivos de realizar esta tesis.

En el segundo capítulo viene el marco teórico donde primeramente nombramos algunos estudios previos de otros autores acerca del tema.

Vienen también las bases teóricas básicas en las cuales se fundamenta la tesis. Ella es:

- La cuenca Talara.- exponiendo su ubicación y características tanto en superficie como subsuelo.
- Yacimientos de baja permeabilidad.- que es el tipo de yacimiento de nuestro estudio. Características.
- Pozos multilaterales.- que es un pozo multilateral y principales características (aplicación a diferentes yacimientos, productividad, herramientas y técnicas para perforarlo).

Dentro del segundo capítulo aparece también un glosario de términos básicos y la hipótesis a la que se llegó después de analizar la información teórica.

En el tercer capítulo vamos a plantear el problema para darle una solución matemática, utilizando todos los datos previos.

Se hizo un análisis económico comparando ambos tipos de pozos: vertical y multilateral aplicados a la zona del Nor Oeste del Perú. Veremos paso a paso como se llegó a la confirmación de la hipótesis: “La aplicación de un pozo lateral, en el Nor Oeste del Perú en yacimientos de baja permeabilidad, es más rentable que la aplicación de un pozo vertical simple”

En el cuarto capítulo se hizo un resumen de los resultados de los cálculos del anterior capítulo, analizándolos detalladamente.

Posteriormente están las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos.

Espero que esta tesis sea de provecho tanto para mí como para su futura aplicación para desarrollo del país.

**PALABRAS CLAVES:** Pozo Multilateral, La cuenca Talara, Yacimientos de Baja Permeabilidad, Análisis Económico.

## ABSTRACT

In the development of this thesis, it will get to know the importance of a multilateral well, its advantages and disadvantages; making a comparison with a vertical well, as well its application in the North West of Peru (the North West coast is historically a very rich oil area in Peru).

This investigation will be developed as follows:

First of all appears the introduction, which will make us a quickly general exposition of the problem.

Then it comes the chapter one (Aspects of the problem), where in addition of entering more in the general exposition of problem, also we will see the justification of the thesis. And the could not to be absents the objectives for perform this project.

In the second chapter comes the theoretical information that is necessary to know. Firstly we mentioned some previous investigations of other authors about the topic.

Then comes the theoretical bases of this thesis. They are:

- Talara Basin. - exposing its features on the surface and in the subsoil.
- Deposit of low permeability. - is a kind of abundant deposit in the Peruvian North West coast. Features.
- Multilateral wells. - What is a multilateral well, and main features (productivity, application in different deposits, tools for drilling it)?

Within second chapter also appears a glossary of basic words, and the hypothesis to which we arrived after of analyze the theoretical information.

In the third chapter we are going to pose the problem for give to it a mathematical solution, using all the previous knowledge. We will see step by step how we arrived at the confirmation of our hypothesis: “the application of a lateral well, in the North West of Peru in deposits of low permeability, is more profitable than a vertical simple well.”

In the fourth chapter we make a summary of the results of the previous chapter, analyzing them in detail.

Subsequently are the conclusions, recommendations, bibliography and annexes.

I hope that this thesis is going to be helpful for me and for the progress of the country.

**KEYWORDS:** Multilateral Well, The Talara basin, Low Permeability Deposits, Economic Analysis.



## INTRODUCCIÓN

En el año 2017 el promedio de producción de petróleo en el Perú fue de 43.561 M STB/D.

La producción en la cuenca del noroeste (ONO) fue de 30.840 MSTB/D y la producción en la selva de 12.721 M STB/D.

Sin embargo el consumo de petróleo a nivel nacional está alrededor de los 120000 STB/D, lo que demuestra un gran desbalance de nuestra producción con respecto a nuestro consumo.

En la cuenca del NO en el año 2017 solo hemos producido en tierra (On shore), 20.655 MSTB/D y en el mar (Off shore), 10.185 M STB/D.

La cuenca del NO es una de las más explotada en el Perú con la perforación de pozos de desarrollo sostenible hasta 1968 que estuvo operada por las empresas: International Petroleum Company (IPCo) en Talara y Petrolera Lobitos (CPL) en El Alto y Lobitos en On shore.

A partir del año 1969 se constituyó la Empresa Nacional “Petróleos del Perú” (Petroperú) continuando con los programas de perforación y workover siendo hasta 1993 en que la cuenca del noroeste fue privatizada, siendo operando las empresas: Graña y Montero (LOTE I y V), Consorcio Propetsa, Visisa y Serpet (LOTE III), Rio Bravo

(LOTE IV) y Unipetro (LOTE IX) mediante contratos de Servicio en la zona de Talara y Los Órganos.

En el año 1994 se privatiza las operaciones de el Alto (lote X) siendo operada por la empresa Pérez Compam y el lote VI y VIIi por la empresa Sapet

Desde 1993 en el NO las empresas operadoras no han mantenido un programa sostenible de perforación, razón por la cual la producción de alrededor de 40000 STB/D no se ha sostenido. Dentro de los factores que no han permitido sostener las inversiones de perforación son: costos de perforación y completación de pozo, precio del crudo, Regalías, Impuestos y Costos operativos de producción.

Esta tesis de investigación pretende analizar una alternativa de perforación para incrementar la producción en el NO y obtener la mayor recuperación de petróleo en estos yacimientos maduros con bajas presiones de reservorio y bajas permeabilidades, mediante la perforación de POZOS LATERALES.

# **CAPÍTULO I**

## **ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA**

### **1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA**

Los problemas de nuestro nor-oeste peruano rico en hidrocarburos son variados, pero nos enfocaremos en el tema de los pozos de baja permeabilidad y su explotación, la cual podría ser mucho mayor.

Desde el año 1980 la producción peruana se reduce gradualmente mientras el consumo aumenta cada día. No es difícil deducir que esta caída y al mismo tiempo mayor demanda ocasionará una dependencia energética nunca antes imaginada e incrementa la vulnerabilidad del país. Incluso en la selva hay reducción de la producción.

Hay países que han sufrido una terribles recesiones económicas a causa de la dependencia del petróleo extranjero, y esto ahora en nuestro país está adquiriendo una dimensión escandalosa y es uno de los problemas más graves del Perú..

#### **1.1.1 Planteamiento del problema**

En la cuenca del nor oeste no se tiene una perforación sostenible por lo que se tiene una fuerte declinación de la producción especialmente en campos maduros.

Los lineamientos económicos contribuyen a esta falta de perforación sostenible.

En estos momentos la perforación está casi paralizada, y si no se busca una alternativa

Para sostener esta declinación ya que la producción puede disminuir al extremos que demos importar todo el consumo de petróleo.

Por otro lado nuestros yacimientos en el NO son de baja permeabilidad, lo que dificulta

Más la extracción.

Consideramos que con la perforación de pozos laterales podamos propiciar la perforación sostenible y por ende el incremento de nuestra producción.

### **1.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN**

Con la perforación de pozos laterales incrementaremos el factor de recuperación de los yacimientos y en consecuencia se incrementaran las reservas, logrando cubrir los costos de perforación lateral.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo general

El objetivo del presente estudio es la evaluación económica de la perforación multilateral en yacimientos con formaciones productivas múltiples de baja permeabilidad y presiones de reservorio versus la perforación vertical cuya producción de los pozos se efectúa mediante el fracturamiento.

### 1.3.2 Objetivos específicos

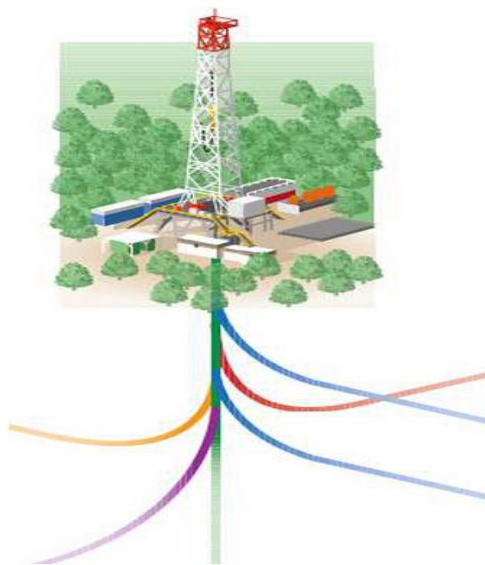
Promover la inversión privada en la extracción de petróleo en yacimientos marginales Incrementar el factor de recuperación y por ende las reservas de petróleo. Conocimiento y Aplicación de nueva tecnología a los ingenieros jóvenes de Petróleo en el Perú.

Incentivar que el estado peruano homologue las regalías, teniendo en cuenta la explotación de la cuenca del NO Y permita que las empresas operadoras de la cuenca puedan mantener un programa sostenible de perforación.

## 1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Incrementar las reservas de los pozos multilaterales en yacimientos con formaciones múltiples de baja presión y permeabilidad para sostener la perforación e incrementar la producción en el Nor Oeste del Perú.

Figura 1.1 Pozo multilateral



Fuente: Esquema general de un pozo multilateral (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN**

Veamos algunos antecedentes de perforación de pozos utilizando la técnica de perforación lateral u horizontal.

**2.1.1 Tesis “Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo”, siendo su autor Adrián Muñoz Castillo, 2014, UNAM.**

**2.1.2 Tesis “Determinación del efecto de la caída de presión sobre la productividad de los pozos horizontales completados en el campo Corocoro, golfo de Paria”, siendo su autor Jairomar Rafael Mejías Blanco, 2011, Universidad de Oriente, Venezuela.**

**2.1.3 Tesis “Evaluación de la producción en pozos horizontales”, siendo sus autores Francisco Javier Avilés Martínez y Erick Alberto Morales Villalobos, 2009, Instituto Politécnico Nacional, México.**

**2.1.4 Tesis “Desarrollo de campos a través de pozos multilaterales”, siendo sus autores Julio César Jiménez Monjaras, Yair Jesús Rodríguez de la Cruz y Luis Alberto Santamaría Salgado; 2013, UNAM.**

#### **2.2 BASES TEÓRICAS**

##### **2.2.1 Cuenca Talara**

###### **2.2.1.1 Ubicación y accesibilidad**

La cuenca Talara se extiende paralelamente a la costa al oeste y por el noroeste con los Cerros de Amotape. Se encuentra limitada al norte por la cuenca Progreso, a la altura de Máncora y al sur por

la cuenca Sechura. Por lo que es bastante accesible al estar cerca de la ciudad de Talara, Piura, Sullana y Tumbes, además numerosas ciudades más pequeñas y pueblos.

En realidad las cuencas vecinas como Progreso y Sechura tienen características similares, pero hablaremos más sobre la cuenca Talara al ser la más representativa y la más rica en hidrocarburos.

Figura 2.1 Cuencas sedimentarias del Perú



Fuente: [https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/097c40bb-125b-4ed0-ac1a-dc5e77953eb0/140212\\_Peru+Energia+Presentacion+Final+feb.pdf?MOD=AJPERES](https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/097c40bb-125b-4ed0-ac1a-dc5e77953eb0/140212_Peru+Energia+Presentacion+Final+feb.pdf?MOD=AJPERES)

- 18 cuencas con potencial para exploración de hidrocarburos: 10 en la costa, 6 en la selva y Plegada y Corrida subandina. Conforman todas juntas 83 millones de hectáreas.

## 2.2.1.2 Topografía, dinámica y vegetación

### 2.2.1.2.1 Topografía

La topografía de la cuenca Talara, y en general de toda la costa norte del Perú más si hablamos de la región Tumbes y Piura, es accidentado pero con cerros y montes de poca elevación. Obviamente mientras más nos alejamos en dirección perpendicular a la línea de costa la altura aumentará pero no abruptamente.

A simple vista el paisaje parece bastante agreste, abundantes cerros que cortan el horizonte, ellos son solo la punta del iceberg de lo que pasa en el subsuelo: abundantes fallamientos y fracturas y



una constante actividad se plasma en el duro paisaje superficial. Pero esto lo veremos con más detalle más adelante.

Como podemos intuir en este sentido la topografía local es un constante reto para la industria, teniéndose que aplanar el suelo a la hora de realizar las actividades, e incluso muchas veces teniendo que cortar literalmente medio cerro.

Tal vez lo más destacado de la topografía de la cuenca Talara sean los Cerros de Amotape, ubicado al este, al nor este, repartiéndose entre Piura y Tumbes. Estos ya tienen mayor altitud, una considerable ya. Los Cerros de Amotape son una estribación occidental de la cordillera de los Andes, la más occidental de todas.

#### ***2.2.1.2.2 Dinámica***

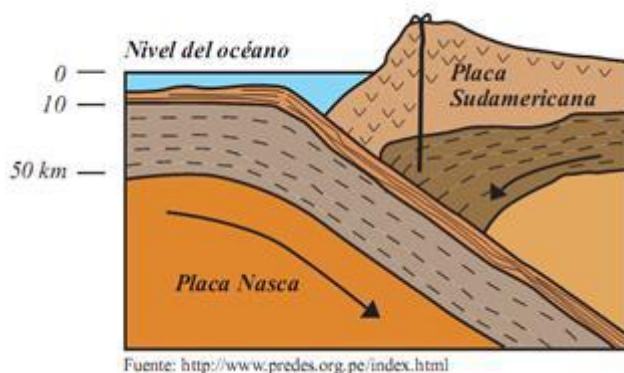
Como dijimos más arriba en topografía, el terreno superficial agreste de la cuenca Talara es solo el reflejo de lo que pasa en el subsuelo. Efectivamente, bajo tierra es aún más agreste. Abundancia de fallas, fracturas, etc. hacen de nuestro suelo también un reto para los perforadores, completadores y productores.

Cada año la cuenca Talara se levanta unos pocos centímetros, por lo que podemos ver que la actividad bajo tierra no se detiene. No olvidemos que estamos en la zona del cinturón de fuego del Pacífico, que las placas continentales y marinas se siguen moviendo. La placa marina sigue hundiéndose lentamente bajo la continental, haciendo que esta se levante muy lentamente, pero que se levante.

Esta es la causa también de los muy usuales temblores que se registran en la zona.

Gracias a Dios las placas frente a nuestras costas no son tan abruptas como en la costa central o Chile o Japón por ejemplo, ni tampoco tenemos volcanes cerca, siendo los más cercanos los ecuatorianos de los Andes y de Galápagos.

Figura 2.2 Choque de la placa de Nasca contra la Sudamericana



Fuente: <http://aprendiendogeografiaescolar.blogspot.com/2013/06/bordes-de-las-placas.html>

### 2.2.1.2.3 Vegetación

Si vamos a hablar de vegetación de la zona debemos remontarnos a la nueva caracterización de eco regiones del Perú que hiciera el ecólogo Antonio Brack Egg, entre las cuales la cuenca Talara figura en 2 de ellas: el bosque seco ecuatorial y el mar tropical.

Se conoce como bosque seco a una formación típica de la costa norte del país en la que predominan las especies adaptadas a las duras condiciones del desierto: algarrobales y ceibales. Muy comunes en Tumbes, Piura y Lambayeque.

Su clima cálido y seco, con lluvias durante el verano que permiten el desarrollo de una vegetación abundante y singular. El bosque seco se extiende desde el borde del mar hasta unos 100 km tierra adentro. Su relieve es generalmente plano, con extensas llanuras y colinas bajas y pequeñas cadenas de montañas al interior como los Cerros de Amotape.

Las aguas más cálidas del mar en el norte del país especialmente en verano con la intromisión de la corriente del Niño que viene del norte, de la línea ecuatorial favorecen la formación de nubes que se convertirán más tarde en lluvias, de allí que la vegetación su vuelva abundante incluso cerca al mar, gran diferencia con el resto de la costa.

El factor lluvias hace verde el paisaje de la cuenca Talara en verano, para luego secarse poco a poco a lo largo de los meses una vez que acaban las lluvias.

Así que la vegetación en la cuenca Talara es la mayor parte del año desértica, por zonas hay algarrobales, plantas que viven en las duras condiciones desérticas u otras veces cerros completamente pelados.

### **2.2.1.3 Estratigrafía**

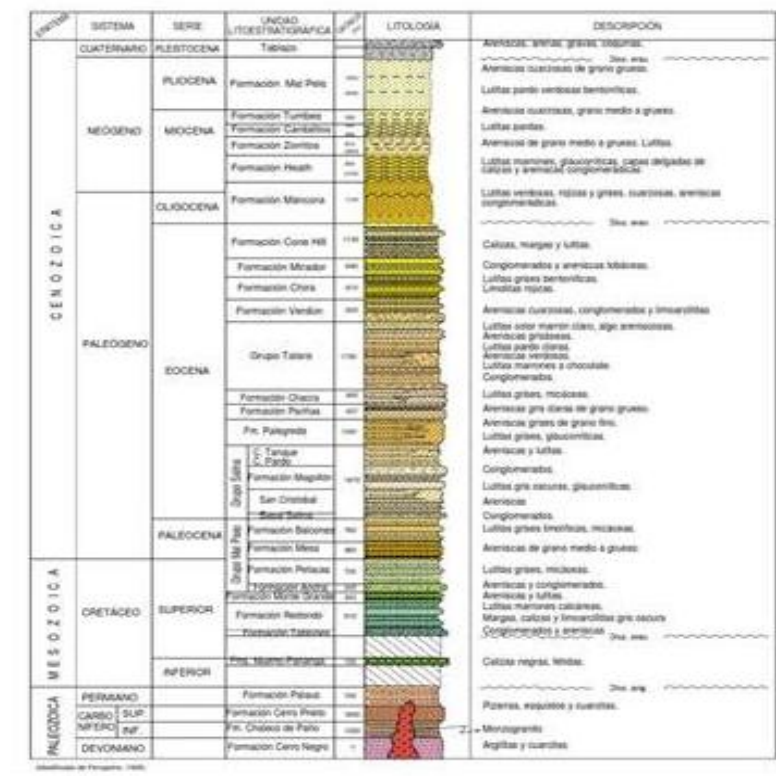
En las cuencas costeras del Perú los movimientos tectónicos durante el paleozoico han establecido un marco geológico que ha influenciado la disposición de las diferentes estructuras sedimentarias posteriores.

La cuenca Talara es resultado de la actividad tectónica del paleógeno, la cuenca sobreyace sobre una cuenca de mayor dimensión que registra eventos tectónicos del cretácico. Esta antigua cuenca también subyace en partes de las estructuras del neógeno de las cuencas Progreso y Salaverry. Estas cuencas están separadas por fallamiento de las formaciones por intrusiones ígneas.

Interpretación sísmica reciente y análisis estratigráficos de la cuenca Sechura indican que hay una relación entre la historia tectónica y sedimentación de los abanicos submarinos; estos abanicos se originaron en una zona tectónica que separa la cuenca Talara y Sechura y se caracteriza por el empuje y fallas normales secundarias.

La cuenca Talara presenta una secuencia estratigráfica de más de 10 Km. de espesor, sin embargo la potencia verdadera de sedimentos en las partes más profundas de la cuenca es del orden de 6 Km. La edad de los sedimentos estudiados se escalona desde el paleozoico hasta el oligoceno.

Figura 2.3 Columna estratigráfica de la región Talara – Tumbes



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/165216147/1-Talara-Tumbes>

## 2.2.1.4 Geología estructural

El nor oeste del Perú es una de las zonas más críticas y complejas, caracterizada por una deformación cortical e involucrada dentro del radio de afectación de la deflexión de Huancabamba. Nuestra zona de estudio de ubica al norte de la citada deflexión.

La deflexión de Huancabamba y los macizos paleozoicos no solo ha controlado la sedimentación sino que también ha jugado un papel preponderante en la evolución de la geotectónica del área.

El área de Lagunitos y Portachuelo comprenden unas de las generadas por estas estructuras.

Las deformaciones sufridas en esta zona han sido intensas como resultado del tectonismo andino, teniendo como antecedente el tectonismo paleozoico antiguo que predispuso el fracturamiento y fallamiento en el basamento y que tendría enorme influencia en la cobertura eocénica. Como consecuencia de ello, encontramos un eoceno profundamente afectado por un fallamiento, gravitaciones y con un diseño complicado por estar justamente en el radio de acción de la deflexión de Huancabamba. De ahí que los rumbos de fallamientos tengan diversidad de direcciones, aunque sin embargo, las fallas regionales toman preferentemente el rumbo NE – SO, paralelos a la cadena paleozoica emergida más al este.

#### **2.2.1.4.1 Evolución tecto sedimentaria de la cuenca Talara**

El análisis del relleno de la cuenca (análisis de la secuencia y distribución espacial de facies) asociado con observaciones tectónicas nos permite ofrecer un modelo evolutivo (Ciclo A), y los sedimentos son proporcionados por un delta en el norte, que son facies proximales que están siendo erosionadas.

La cuenca está subsidiendo fuertemente y las aportaciones no compensan la profundización por hundimientos. La estructura de la cuenca tiene una orientación NO / SE que controla la paleogeografía y la depositación. La fase extensional NE / SO, se reconoce en el microtectonismo, y juega un rol fundamental en el fallamiento.

A principios del Eoceno (Ciclo B), con el declive relativo de nivel del mar se observan: a) la aparición y la erosión de los depósitos al norte de la cuenca; b) un aumento en detritos que luego compensan el hundimiento y progradación suroeste para formar una secuencia de progradante compuesta por un abanico de delta en la base y facies litorales y finalmente facies fluviales en la parte superior.

Las fallas NE / SW que limitan la cuenca están activas (que generan canales aluviales) e inducen a una estructuración NE / SO de la cuenca que controla la Formación Mogollón. Las microestructuras extensivas NO / SE indican que las fallas NE / SO son esencialmente fallas Normales.

El ciclo C se caracteriza por secuencias grano decreciente, profundización diacrónica y espacialmente independiente. Las secuencias grano decrecientes se presentan en unos bloques tectónicos focalizados, primero en el sur (Fm. Pariñas) y en el norte (Fm. Cabo Blanco). Los aportes detríticos gruesos son fluviales y los sedimentos más finos fueron re trabajados en la plataforma por el oleaje.

En el ciclo D, el campo de tensiones cambia dramáticamente. Observamos el desarrollo de superposiciones en la cubierta sedimentaria. La sedimentación, en dominio marino pro-delta, se caracteriza por la aparición de conglomerados, areniscas y bloques re depositados de frentes de erosión superpuestos.

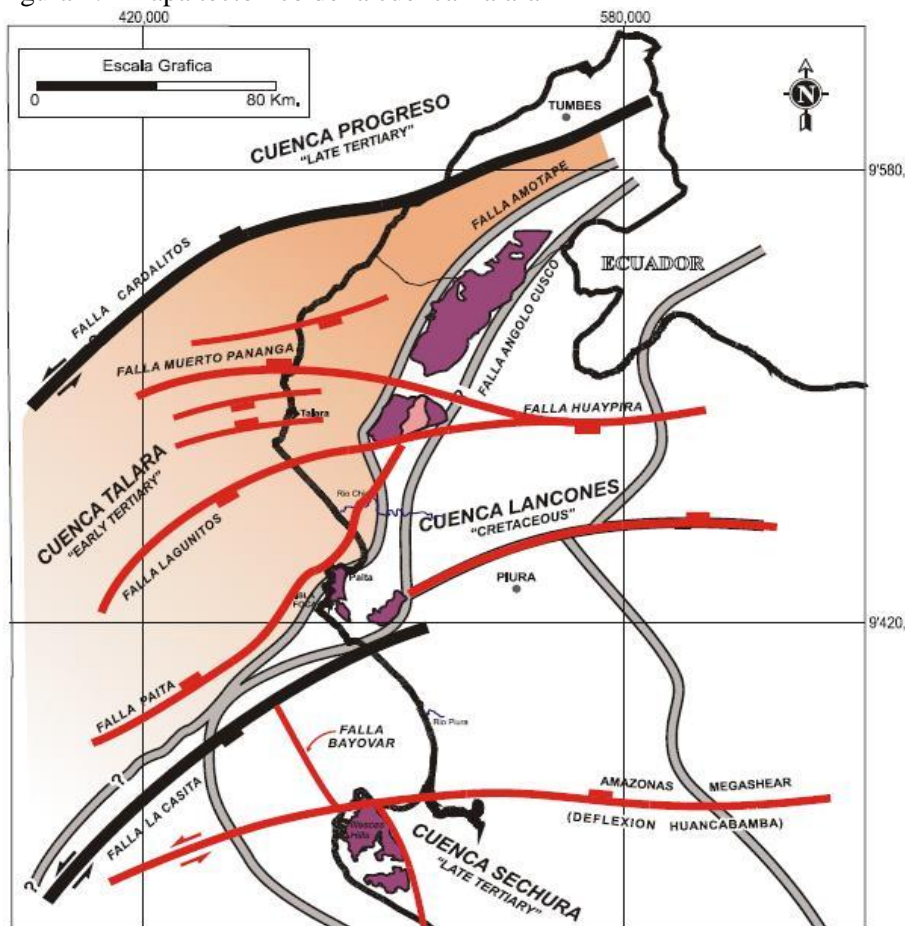
El acortamiento de las series individuales en la base, puede deberse a fallas inversas, dextrales, o por la colisión de un micro continente.

Al final del ciclo D, la sedimentación en calma se reanuda con la progradación de areniscas del frente deltaico (Fm. Areniscas Talara) que cubre la superposición.

Finalmente durante el Ciclo E, se desarrolla una secuencia grano decreciente con facies costeras al norte de la cuenca, pasando hacia el sur a facies de plataforma /frente deltaico. La evolución continúa más al norte que al sur de la cuenca, con facies fluviales continentales.



Figura 2.4 Mapa tectónico de la cuenca Talara



Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/potencial-hidrocarburifero-de-la-cuenca/>

### 2.2.1.5 Sistema de petróleo generalizado en Cuenca Talara

La Cuenca Petrolífera de Talara tiene una producción acumulada de 1500 millones de barriles de petróleo y gas asociado, lo que demuestra la ocurrencia de un sistema de petróleo eficiente comparado con las demás Cuencas “Fore Arc”, que se encuentra en el Perú.

Los estudios geoquímicos basados en la ocurrencia de biomarcadores, revelan que la Formación Muerto del Cretáceo Inferior es la unidad con más alto contenido orgánico, con kerogeno adecuado y con una madurez que pasa de la ventana del petróleo a la de gas húmedo y condensado (A. Pardo y H. Villar-1999). En las formaciones del Cretáceo Tardío (Redondo y Petacas), Paleoceno (Balcones) y Eoceno (Chacra, Lutitas Talara, Chira), existen secciones lutáceas con concentraciones de materia orgánica pobres y de bajo rendimiento de hidrocarburos que han contribuido a la generación de hidrocarburos en la Región.

El modelado geoquímico de la Cuenca Talara muestra que las Formaciones del Cretaceo (Redondo y Petacas) y del Paleoceno (Balcones) habrían ingresado a la ventana de generación de petróleo

durante la gran subsidencia del Eoceno Superior, hallándose las formaciones más antiguas del Cretaceo (Muerto) en una madurez más avanzada de ventana terminal (petróleo liviano a gas), (A. Pardo y H. Villar- 1999).

Las rocas reservorios varían en calidad. Hay excelentes reservorios como las areniscas de Pariñas y Cabo Blanco y otros reservorios de menor calidad debido a su contenido de arcillas (Formación Mesa, Mogollón, Verdún, Mirador).

Las trampas son principalmente de tipo estructural, existen pequeñas trampas estratigráficas y una combinación de trampas estructurales – estratigráficas. Las lutitas de las Formaciones Balcones, Chacra, Chira, etc.; actúan como roca sello para los yacimientos relacionados a las Formaciones Mesa, Pariñas y Verdún respectivamente.

El Sistema de Petróleo principalmente se habría desarrollado en el intervalo de tiempo desde el Cretaceo y durante el Terciario. (Perupetro 2003).

#### **2.2.1.6 Historia y evaluación de la producción**

El Perú tiene sus títulos de nobleza petrolífera, pues cuando el mundo sólo conocía entre los numerosos componentes de esa compleja sustancia natural, el único estable y utilizable entonces esto es antes del siglo XX -la brea o asfalto-, ya nuestro suelo era explotado en cierta escala; y en los tiempos modernos, en los que el petróleo marca una nueva era que se inicia a partir de mediados del siglo XIX, en 1823, antes que ningún otro país de Hispano-América, se hizo la primera perforación en búsqueda de petróleo en el Norte del Perú, poco después del primer pozo que se perforó en el mundo; el que el Coronel Drake hizo en Titusville (Pennsylvania) en el año 1859.

Desde tiempo inmemorial se extrajo brea en diversos lugares del Perú; la Breita y la Brea en el Departamento de Piura, Lobos de Tierra (Departamento de Lambayeque), la Brea de Chumpi y otros en los Departamentos de Junín y Puno; el más importante de todos estos depósitos es el de La Brea, situado a 18 kilómetros al Este de Negritos y al pie de los cerros de los Amotapes en el que se acumularon grandes cantidades del producto, consecuencia de la evaporación natural del petróleo que aflora en dicho lugar a través de fracturas en las estratos.

La existencia de aceite mineral en el Norte del Perú se reveló en todo tiempo, ya por las emanaciones que hemos citado en La Brea y La Breita sino también en otras en que aparecía un petróleo más ligero como las de quebrada de Copé, afluente de la de Tusillal en la región de Zorritos, y que debe su nombre al significado de esa sustancia en quechua.

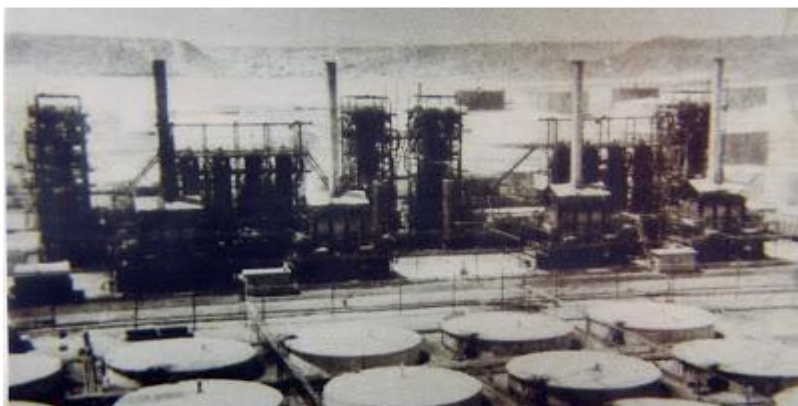
Pero ninguna de esas emanaciones u "Oil Secpages" suscitó el deseo de extraer petróleo en cierta escala, hasta que la demanda del producto no fuera lo suficientemente importante y esto aconteció

en cuanto se conoció en el Perú el uso del kerosene por su utilización en el alumbrado; es decir en el año 1861 en que llegó de Estados Unidos el primer barril de kerosene. Después vino a aumentar la demanda de petróleo su empleo como combustible, y sólo al fin del siglo XIX con la invención del motor de explosión el petróleo por sus múltiples aplicaciones, comenzó la revolución en la industria moderna, y por su empleo fue el auge que constatamos de año en año sin poder prever cuándo llegará a su apogeo.

Poco a poco con el paso de los años, la aparición nuevas técnicas en el extranjero que permitían mayor exploración en la zona fue que empezaron a llegar también las grandes empresas transnacionales. Principalmente de Inglaterra y Estados Unidos, las que tuvieron a su cargo la gran industria del petróleo en el nor oeste peruano. Estas empresas empleaban tecnología de la época que aún hasta el día de hoy se sigue usando por su alta eficacia.

Se construyó primero una pequeña refinería en Zorritos y años después en Talara.

Figura 2.5 Refinería de Talara hace algunas décadas



Fuente: <http://www.ingenieria-depetroleo.com/fotos-antiguas-de-la-refineria-de/>

Hoy los campos del nor oeste están ya maduros, agotados y con energía decreciente. La producción está a cargo de empresas extranjeras. Es un periodo de relativa calma pero a la vez de estancamiento especialmente explorativo y tecnológico. Ya no se explora prácticamente y se sigue usando la tecnología dejada por aquellas empresas de antes de 1968.

Hoy la producción se reduce gradualmente en el tiempo así como también las energías de los reservorios. Además del innato reto que representa el complicado subsuelo de la zona. El problema es bastante serio: una reducción de la producción y a la vez mayor demanda del mercado.

Se hace indispensable en estos tiempos de cambios rápidos nuevas ideas y nuevos ímpetus que nos permitan llevar a cabo una exploración más exhaustiva de las cuencas asimismo con nuevos métodos de extracción del hidrocarburo del subsuelo. Y de eso trata este estudio.

## **2.2.2. Yacimientos de baja permeabilidad**

### **2.2.2.1 Tipos de yacimientos y propiedades petrofísicas**

#### **2.2.2.1.1 Tipos de yacimientos**

Una gran parte de la energía usada en el mundo proviene de los hidrocarburos y sus derivados. Una de estas fuentes de energía es el gas natural, el cual se da bajo condiciones de presión y temperaturas en el yacimiento, de manera que ya no existe hidrocarburo líquido o existe en muy baja proporción.

Hay diferentes clasificaciones para determinar tipos de yacimientos pero la más común quizá sea por su presión, que es casi lo mismo decir que por su contenido de gas, y como se encuentra está en el fondo, en qué condiciones, que es justo lo que determina de qué forma se va a extraer el hidrocarburo. Veamos:

##### **2.2.2.1.1.1 Empuje por casquete o capa de gas**

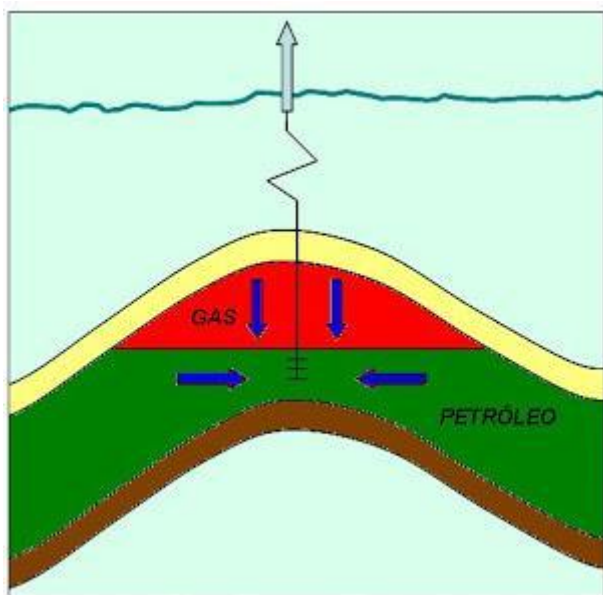
Existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura bajo condiciones normales están relacionadas con las profundidades. Al poner el pozo a producir la diferencia entre la presión en yacimiento y la presión en cabezal del pozo (presión de flujo) hace que el petróleo y el gas disuelto en este lleguen a superficie. En superficie se controla el flujo generalmente con un estrangulador.

Por su mecanismo este tipo de pozo permite una extracción de 15 a 25% y luego pierde energía. Para lograr la extracción del cerca del 80% restante se recurre entonces a la vigorización del mecanismo mediante la inyección de gas o agua para revitalizar la presión. Para permitir el flujo hacia el pozo, la tubería de revestimiento que cubre el estrato productor se cañonea a una profundidad muy por debajo del contacto gas – petróleo. Este se hace para evitar producir gas libre del casquete de gas. Sin embargo con el tiempo y debido a la misma extracción del crudo, la presión va disminuyendo y el volumen del casquete de gas aumenta, por lo que el nivel del contacto gas – petróleo baja. Esto hace que los pozos ubicados en la parte estructural más alta del yacimiento sean los primeros en producir gas del casquete. Se nota cuando la relación gas – petróleo en superficie empieza a aumentar.

Se opta por aislar los intervalos superiores del estrato productor. Si este procedimiento da resultado se seguirá normal. Pero llegará un punto en que esta medida ya no será efectiva, por lo que se buscarán otras.

A medida que cada barril o metro cúbico de la mezcla de hidrocarburos sube de las entrañas del pozo hacia superficie se libera más gas, por la bajada de presión. Esto hace que en superficie el volumen de líquido sea menor y el de gas mayor. Esta relación volumétrica se denomina factor de recuperación.

Figura 2.6 Tipo de yacimiento con empuje por capa de gas



Fuente: [http://lacomunidadpetrolera.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-empuje-por\\_23.html](http://lacomunidadpetrolera.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-empuje-por_23.html)

#### 2.2.2.1.1.2 Gas disuelto

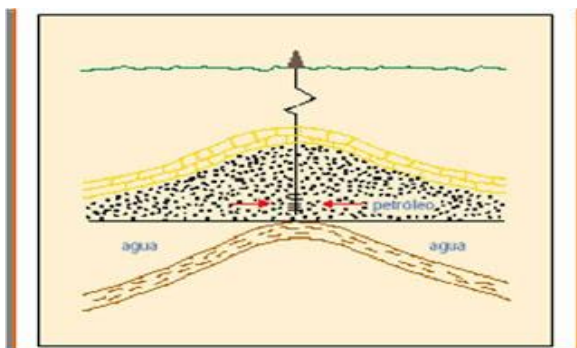
No existe casquete o capa de gas, como su nombre dice el gas está disuelto en el petróleo formando una mezcla.

Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. A medida que se extrae se manifiesta una presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a desarrollarse el casquete de gas, inducido por la mecánica del flujo. Este tipo de extracción es considerado más eficiente que el casquete de gas. La práctica ha demostrado que la extracción primaria puede acusar de 20 a 40%.

Como podrá apreciarse la relación gas disuelto en el petróleo ( $m^3/m^3$ ) es importante y el volumen de gas disuelto en el petróleo está en función de la presión y temperatura.



Figura 2.7 Tipo de yacimiento con empuje por gas disuelto



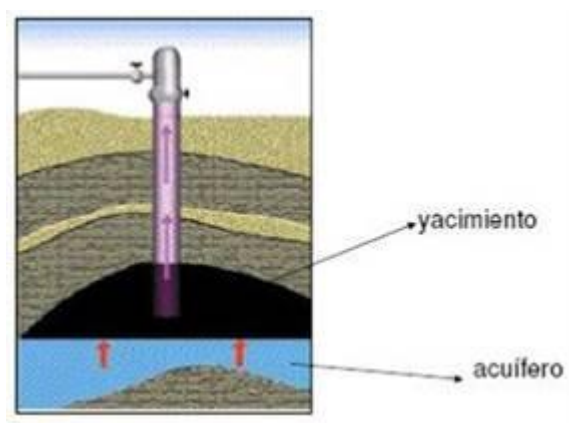
Fuente: <http://sergiomalaveyacimientoodehidrocarburo.blogspot.com/2010/05/clasificacion-de-los-mecanismos-de.html>

#### 2.2.2.1.1.2.1 Empuje por agua o hidráulico

Se considera el más eficiente llegando a tener recobros de hasta el 60%. Sin embargo requiere que se mantenga una relación muy ajustada entre el régimen de producción de petróleo que se establezca para el yacimiento y el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento. El frente o contacto de agua debe mantenerse unido para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado uniformemente por el agua. Por otro lado se debe mantener la presión a cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas y la consiguiente inducción a un casquete de gas. La tubería de revestimiento se perfora a bala o cañonea bastante por encima del contacto agua – petróleo para evitar la producción de agua muy tempranamente. Con el tiempo el pozo dejará de producir la cantidad deseada de relación agua – petróleo.

Acá en la cuenca Talara no tenemos este tipo de reservorio, más abundan en la selva.

Figura 2.8 Tipo de yacimiento con empuje por acuífero



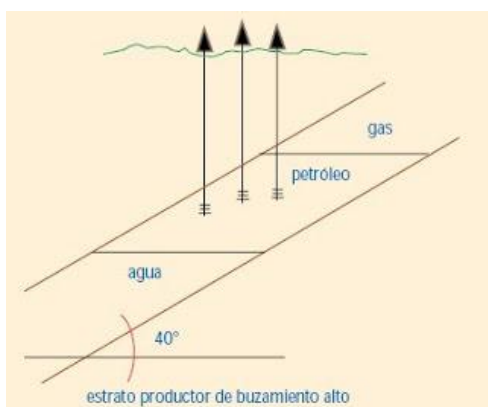
Fuente: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/empuje-por-agua-o-hidraulico.html>

### 2.2.2.1.1.3 Empuje por gravedad

Generalmente los estratos tienen una cierta inclinación o buzamiento que de un punto a otro crea desnivel. Este buzamiento se expresa en grados y puede ser muy pequeño hasta muy empinado. Mientras más alto sea el ángulo mayor oportunidad tendrá el petróleo de escurrirse buzamiento abajo.

Hay, naturalmente, más clasificaciones. Por ejemplo una muy destacada y siempre usada es la que se basa en la presión del reservorio a través de sus puntos de burbuja y rocío. Y se ve en un diagrama de fases. En esa clasificación existen los reservorios: saturados, subsaturados, de gas disuelto y de gas seco. Incluso de gas retrógrado. Pero para fines prácticos e ilustrativos solamente hemos hablado de una clasificación por el mecanismo de empuje.

Figura 2.9 Tipo de yacimiento con empuje por gravedad



Fuente: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/empuje-por-gravedad.html>

### 2.2.2.1.2 Propiedades petrofísicas

Como su nombre bien dice son propiedades de la roca en el subsuelo y determinarán en gran manera la productividad de un pozo. Las rocas sedimentarias (areniscas, conglomerados, calizas, dolomitas, etc.) caracterizadas por cierta porosidad y permeabilidad que les permiten la acumulación y flujo a través de estas.

Estas propiedades se determinarán mediante análisis de laboratorio en núcleos tomados de los yacimientos. Algunas de las pruebas que se les realizarán serán de rutina como por ejemplo: determinar porosidad, saturación y permeabilidad; y pruebas especiales como estimación de presión capilar, tensión superficial e interfacial, mojabilidad y permeabilidad relativa. Veamos algunas:

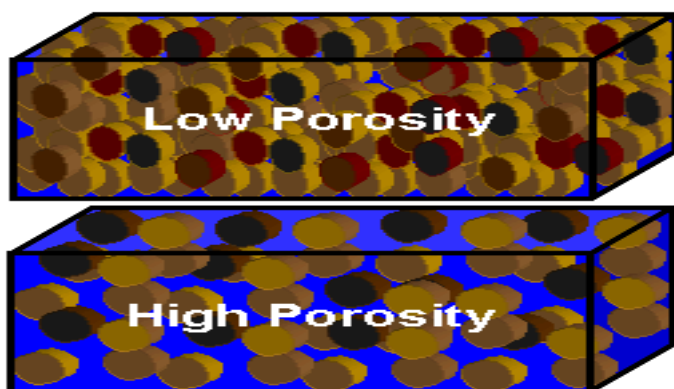
### 2.2.2.1.2.1 Porosidad

Es la medida de volumen máximo disponible para la acumulación de fluidos. Se define como la relación entre el volumen de todos los intersticios y el volumen total de la roca. Esta es la llamada porosidad absoluta.

La porosidad efectiva es la relación entre el volumen vacío pero interconectado de la roca y el volumen total de esta. Esta porosidad depende de varios factores tales como el tipo de roca, heterogeneidad del tamaño de grano, el empaque de estos, la cementación y contenido de arcilla, etc.

Hay clasificación de porosidad. Se hace con base al momento en que esta se formó: primaria y secundaria. La primaria se divide a su vez en intergranular, que se presenta entre los granos del sedimento, y la intragranular, exhibida en la matriz de la roca. Mientras que la secundaria se forma después de depositación, es causada principalmente por la acción de los fluidos de la formación o fuerzas tectónicas que afectan la matriz de la roca. Entre los principales fenómenos que derivan en la porosidad secundaria son: solución, fracturas, re cristalización o dolomitización, cementación y compactación. El valor de la porosidad determina la capacidad de la roca para almacenar fluidos.

Figura 2.10 Porosidad. Baja porosidad (low) y alta porosidad (high)



Fuente:

[http://3bp.blogspot.com/\\_nRwW6ejU8U/SOTNIUxDgwI/AAAAAAACYY/wlIO5Fb7LRg/s1600-h/Porosidad+efectiva.gif](http://3bp.blogspot.com/_nRwW6ejU8U/SOTNIUxDgwI/AAAAAAACYY/wlIO5Fb7LRg/s1600-h/Porosidad+efectiva.gif)

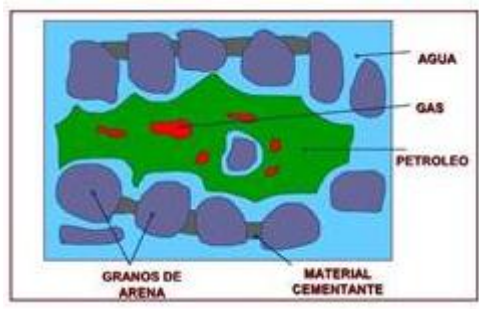
#### 2.2.2.1.2.2 Saturación

La saturación se define como la fracción o porcentaje del volumen de poros ocupados por un fluido en particular (aceite, agua o gas). La saturación de cada fase está en un rango de cero con la unidad (uno), y la suma de estas no será mayor que uno.

Los fluidos en yacimiento alcanzan un estado de equilibrio y como consecuencia tenderán a separarse de acuerdo a sus densidades, así en el fondo se tendrá al agua posteriormente al aceite y finalmente al gas.

La saturación de agua intersticial reduce la cantidad de espacios disponibles para las fases aceite y gas. El volumen de agua no está distribuido uniformemente en el yacimiento. Otro concepto de interés relacionado con la saturación es la saturación crítica, y para cada una de las fases se define como el valor de saturación al cual los fluidos inician su desplazamiento a través del medio poroso

Figura 2.11 Saturación de fluidos en el reservorio



Fuente: <http://es.slideshare.net/jchilon/sedimentologia-de-yacimientos-clasticos>

#### 2.2.2.1.2.3 Mojabilidad

Este término hace referencia a la interacción entre un fluido y un sólido, el aceite/gas/agua y la propia roca, y se define como la capacidad que tiene un fluido a esparcirse o adherirse en una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmisible. La preferencia mojante de un fluido está determinada por el ángulo de contacto, que es medido entre una tangente sobre la superficie de la gota, trazada desde el punto de contacto y la tangente.

#### 2.2.2.1.2.4 Permeabilidad

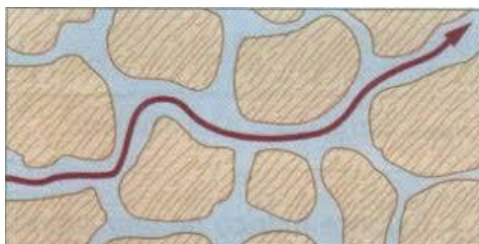
Propiedad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de esta., es decir, la conductividad del medio poroso. Se clasifica en absoluta, efectiva y relativa.

La absoluta es la propiedad de la roca para permitir el flujo a través de ella cuando se encuentra saturada al 100% de este. La permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma para

cualquier fluido que no reaccione con el material de la roca. Esta condición no se cumple con los gases debido a un efecto de resbalamiento. La permeabilidad efectiva es la facilidad con que una roca permite el flujo de un fluido, en presencia de otros fluidos.

Mientras que la relativa es la relación existente entre la absoluta y la efectiva. Es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles dentro del medio poroso, representa una medida de la forma como un fluido se desplaza a través de este.

Figura 2.12 Permeabilidad de la roca



Fuente: <http://www.petroleotoday.com.ve/tag/permeabilidad/>

#### **2.2.2.2 Características geológicas**

La permeabilidad de estos yacimientos se encuentran entre 1 mD para el aceite y 0.1 mD para el gas, yacimientos de estas características, en comparación con los de media o alta se caracterizan geológicamente por la pobre continuidad y alta heterogeneidad. Los ambientes sedimentarios que dan origen a estos yacimientos presentan cambios considerables en sus propiedades, tales como la porosidad y permeabilidad. Los yacimientos de baja permeabilidad interactúan con otros de permeabilidad media, generando violentas fases de transición y una severa heterogeneidad horizontal, muchas de éstas aisladas, impregnadas de aceite que producen un contraste de permeabilidad vertical.

Con el objetivo de comprender los fenómenos que se presentan en los yacimientos de baja permeabilidad, resulta necesario iniciar con el conocimiento de su génesis y naturaleza. Es posible que se presente un yacimiento de baja permeabilidad por diferentes razones.

Como consecuencia de lo detallado anteriormente, es fácil concluir que los yacimientos de baja permeabilidad tienen un pobre desempeño al conducir hidrocarburos, por lo que los factores de recuperación son pequeños.



### **2.2.2.3 Análisis de la producción de los pozos**

La producción de hidrocarburos en formaciones de baja permeabilidad, requerirán de programas en los que se adquiera una gran cantidad de información que involucren aspectos críticos para el desarrollo del campo. Son necesarios datos petrofísicos y geológicos, sin embargo es sumamente recomendable que exista el monitoreo constante de presiones y gastos, para calibrar el modelo del pozo y yacimiento continuamente.

Una de las alternativas para tener acceso a las reservas de un yacimiento de baja permeabilidad es la estimulación mediante el fractura miento hidráulico, que genera canales conductivos del yacimiento al pozo.

La información petrofísica derivada de los núcleos, registros de pozos, herramientas de imágenes son necesarias para del desarrollo óptimo de los yacimientos de baja permeabilidad. Dentro de los aspectos que deberán evaluarse son las características geológicas incluyendo el efecto de la presencia de las arcillas en el potencial de producción del yacimiento. Es necesario destacar la importancia de que se efectúen análisis especializados del potencial de flujo real del sistema, tales como la presión capilar y la permeabilidad relativa. El desarrollo de una descripción detallada es de particular importancia para los sistemas de baja permeabilidad. Algunos de los aspectos notables que han de considerarse para caracterizar un yacimiento de baja permeabilidad son:

Descripción petrofísica

Características de flujo

Efecto de presencia de arcillas

Proceso integrado

Comportamiento del yacimiento

### **2.2.2.4 Recolección de la información**

Primeramente antes de perforar un pozo se deben hacer las exploraciones del caso. Empezando desde superficie con la sísmica, enviando ondas hacia el subsuelo y recibéndolas en un dispositivo especialmente diseñado para captar su retorno en diferentes escalas y características que se traducirían como los tipos de rocas y estratos bajo tierra.

Pero como dice un muy popular dicho “ver para creer” así que uno no puede estar completamente seguro de la existencia de hidrocarburos en el horizonte deseado si no se perfora y se comprueba de primera mano su existencia. Para ello se realizan pozos exploratorios primeramente luego ya vienen los pozos para producir. En el intervalo de tiempo en que aún se realizan perforaciones

exploratorias se deben extraer núcleos del subsuelo, que son pequeñas pero muy representativas muestras de la roca de fondo, de la roca la cual estamos perforando, de la roca de la cual está potencialmente el recurso natural.

Estas muestras son de suma importancia porque en ellas no solo se ven las propiedades petrofísicas de la roca sino también las características del o los fluidos contenidos en ella. En este caso a nosotros nos interesa en este estudio los yacimientos de baja permeabilidad, pero debemos decir que la recolección de la información se realiza de igual manera para todos los casos.

No podemos olvidarnos de los registros que se realizan bajando dispositivos especialmente diseñados a fondo para, con diversos métodos y técnicas, podamos tener una mejor caracterización tanto del pozo petrofísicamente hablando sino también de los fluidos.

También, por supuesto, se observa a detalle, se le hace un exhaustivo seguimiento a la energía (presión) y producción del pozo y estrato en cuestión. A través de múltiples tablas, registros y normas. Entre ellas por ejemplo el índice de productividad (IPR) que nos ilustra con gran claridad la producción y energía de un pozo a través del tiempo, e incluso nos puede ofrecer el muy probable comportamiento a futuro del pozo basado en el comportamiento que ha tenido en el pasado.

#### **2.2.2.5 Metodología del análisis de la producción**

El sistema integral de producción se define como el conjunto de elementos que se encuentran involucrados en el proceso de producción de hidrocarburos, desde el yacimiento hasta la superficie. Entre los componentes se puede mencionar:

Yacimiento

Tubería de perforación

Estrangulador

Separador

Tanque de almacenamiento

Tubería de descarga

Cabezal de pozo

El yacimiento de gas o aceite está constituido por fluidos hidrocarburos altamente compresibles a condiciones de presión y temperatura elevadas. La producción eficiente de los fluidos del yacimiento requiere una apropiada liberación de la energía a través del sistema. La productividad del sistema depende de las caídas de presión que ocurren a lo largo de este. En general es posible definir tres áreas de flujo a fin de llegar a una mejor comprensión del comportamiento que tendrá el sistema de producción.

Uno de los factores más importantes es el yacimiento, puesto que si no se tienen predicciones confiables de cómo ocurrirá el flujo en este componente, el comportamiento del sistema no puede ser analizado apropiadamente. El flujo dentro del pozo depende de la contrapresión o caída de presión en el yacimiento.

La relación entre el gasto de flujo y la caída de presión que ocurre en el medio poroso puede ser muy compleja y depende de parámetros tales como las propiedades de la roca, el régimen de flujo, la saturación de los fluidos en roca, compresibilidad de fluidos, daño a formación, turbulencia, mecanismo de empuje, etc.

#### **2.2.2.6 Análisis de flujos**

##### **2.2.2.6.1 Ecuaciones de flujo**

En 1856 mientras realizaba experimentos para el diseño de filtros de arena para la purificación del agua, Henry Darcy propuso una expresión que relaciona la velocidad aparente del fluido con la caída de presión a través del filtro. Aunque los experimentos se desarrollaron con flujo solo en dirección vertical, la expresión también es válida ahora flujo horizontal, lo que es de más interés para la industria del petróleo.

Es posible también apreciar que los experimentos de Darcy también involucran un solo fluido, el agua, y que el filtro de arena se encuentra saturado con este líquido. Por lo que no consideran los efectos de las propiedades de los fluidos o de saturación.

El filtro de arena de Darcy mantuvo el área transversal constante, así que las variaciones de la velocidad con respecto a su posición no sufren cambios.

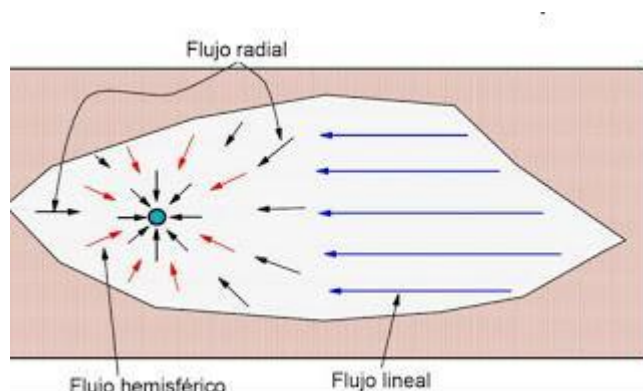
##### **2.2.2.6.1.1 Flujo lineal**

Para el flujo lineal para un área constante la ecuación puede integrarse para dar como resultado las caídas de presión ocurridas en una longitud  $L$ . La figura de abajo representa un esquema del comportamiento del flujo lineal. Para determinar el modelo matemático que reproduzca este tipo de flujo, habrá que suponer que algunos valores son independientes a la presión o bien que pueden ser evaluados a la presión promedio en el sistema.

#### 2.2.2.6.1.2 Flujo radial

La ley de Darcy también puede emplearse para el cálculo del flujo dentro de un pozo donde el fluido converge radialmente a un agujero relativamente pequeño. En este caso el área abierta al flujo no es constante. Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada abajo, el área de sección transversal abierta a flujo para cualquier radio queda definida como:  $A = 2(\pi)rh$

Figura 2.13 Flujo lineal y radial de fluidos hacia el pozo



Fuente: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/estados-de-fujo-iii.html>

### 2.2.3 Pozos multilaterales

#### 2.2.3.1 Antecedentes

Con el inicio de la industria petrolera para usar el hidrocarburo como fuente de energía primero se ideó la perforación a percusión, funcionó bien en sus comienzos, pero luego ya con más ambiciones de extracción esta se tornó obsoleta evolucionando hacia la perforación rotaria. La cual utiliza una broca giratoria.

La rotaria y las experiencias logradas con ella han permitido desde 1901 hasta hoy que la industria petrolera mundial haya obtenido provecho de circunstancias operacionales adversas al transformarlas en aplicaciones beneficiosas. Veamos:

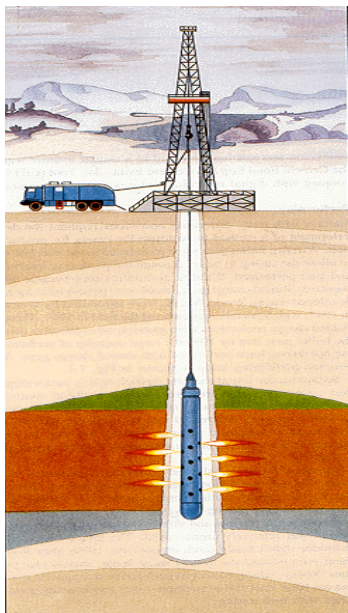
##### 2.2.3.1.1 Pozo vertical

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotaria no es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad hasta la profundidad final. Mientras más profundo este el yacimiento más control exigirá la trayectoria de la barrena para mantener el hoyo recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de hacer hoyo.

Los factores geológicos tienen que ver con las características de las rocas, muy particularmente el grado de dureza, que influye mucho sobre el progreso y avance de la perforación; el buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia. La intercalación entre diferentes durezas y buzamientos influyen en la trayectoria de la broca.

En la práctica se acepta una desviación del hoyo, pero debe ser la más pequeña posible.

Figura 2.14 Pozo vertical



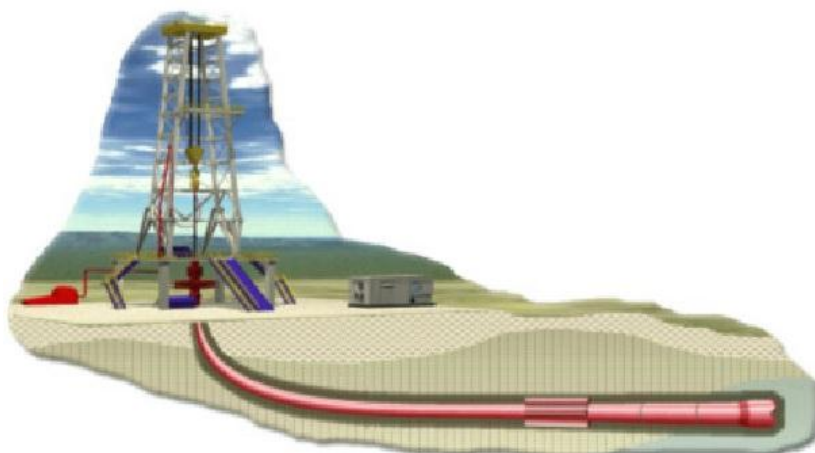
Fuente: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/2015/09/la-perforacion-petrolera.html>

#### **2.2.3.1.2 Pozo direccional**

De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del hoyo durante la perforación rotatoria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de imprimir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener un hoyo desviado con respecto a la vertical ideal.

Los conceptos y prácticas de hacer hoyos desviados empezaron en los años 30. nuevos diseños de herramientas desviadoras o guiabarrenas fijos o articulados permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida.

Figura 2.15 Pozo direccional o lateral



Fuente: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/2017/05/tipos-tecnicas-perforacion-direccional.html>

Tanto en operaciones en tierra, cerca de la costa o costa fuera, la perforación direccional se utiliza ventajosamente en las siguientes circunstancias:

En casos de impedimentos naturales o construcciones que no permiten ubicar en la superficie el taladro directamente sobre el objetivo. Se opta por ubicarlo en un sitio y a distancia adecuada para desde allí hacer el hoyo direccional.

Cuando sucede un reventón incontrolable, generalmente se ubican uno o 2 taladros en la cercanía para llegar con un hoyo direccional hasta la formación causante del reventón y por medio de bombeo de fluido de perforación contener el flujo desbordado. En las operaciones costa fuera un reventón es un contratiempo muy serio por sus implicaciones de contaminación, peligro a la navegación y dificultades inherentes en un medio acuático donde a veces las condiciones climatológicas pueden empeorar la situación.

Cuando por razones mecánicas insalvables se tiene que abandonar la parte inferior del hoyo, se puede aprovechar la parte superior para llegar al objetivo mediante la perforación direccional y ahorrar tiempo y dinero.

En caso de que por sucesos geológicos no detectados como fallas, discordancias, adelgazamiento o ausencia de estratos, el objetivo no fuese encontrado, la reinterpretación de datos podría aconsejar desviar el hoyo intencionalmente.

En caso de tener que abandonar un pozo productor agotado y cuando se advierte que sus condiciones internas no ofrecen riesgos mecánicos.

En tierra o costa fuera la perforación direccional se ha utilizado ventajosamente para que desde una misma locación, plataforma acuática o isla artificial se perforen varios pozos. Lo que llamamos un POZO MULTILATERAL. También existe lo que se llama ‘macolla de pozos’, que son varios

pozos que se ven muy juntos en superficie pero que en fondo se separan drásticamente para barrer con toda el área posible.

### **2.2.3.2 Qué es un pozo multilateral**

Se llama pozo multilateral a una variante del pozo direccional, específicamente aquel pozo que superficie solo tiene un cabezal pero que desde esa sola línea vertical en el fondo parten 2 o más ramas de perforación del subsuelo. En otras palabras tener varios pozos en uno, tal como nos muestran las ilustraciones de abajo. Para este estilo de pozo se requieren las más avanzadas tecnologías de perforación y a la vez las más fuertes inversiones. Tiene amplias ventajas, que resultan obvias a la vista, pero también algunas desventajas q veremos más adelante.

Figura 2.16 Pozo multilateral



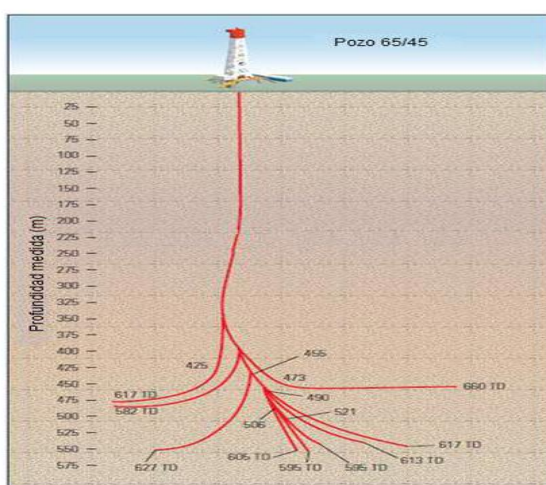
Fuente: [http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de\\_6.html](http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de_6.html)

### **2.2.3.3 Problemática de los pozos multilaterales**

A medida que transcurre el tiempo, es mucho más difícil la extracción de los hidrocarburos y por lo tanto más costosos, ya que los yacimientos se encuentran cada vez más profundos y con menor frecuencia lo cual ha llevado a la industria petrolera a buscar nuevas tecnologías para la perforación y producción de los mismos, principalmente propiciado por la explotación de reservas que debido a las tecnologías con las que se contaban hacían más difícil las extracciones. Con el avance tecnológico de las perforaciones horizontales y direccionales se han aumentado las opciones para la perforación de yacimientos, sin embargo en los últimos años se ha desarrollado una nueva técnica la cual consiste en perforar un solo pozo y hacer múltiples perforaciones a través de la tubería de revestimiento principal, a esto se le llama pozo multilateral, y cada vez se le está dando más importancia con fines de optimizar la producción, minimizar costos y maximizar la recuperación de las reservas. Esta tecnología se puede aplicar en pozos nuevos o ya existentes, con operaciones de re entrada.



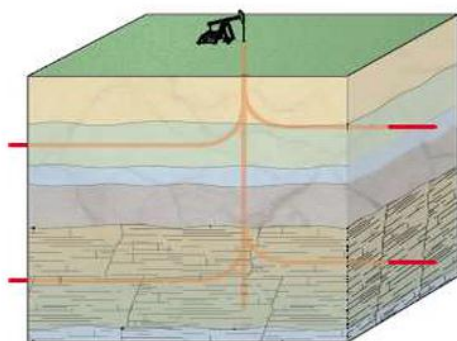
Figura 2.17 Primer pozo multilateral, hecho en Rusia



El objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Cuando se descubren múltiples formaciones productivas en un solo pozo, se pueden introducir varias tuberías de producción en un mismo pozo para cada una de las formaciones, el aceite y gas de cada una de estas se dirigen a su respectiva tubería sellando para esto los espacios anulares entre las tuberías de producción y el revestimiento, esto dependerá de las formaciones.

Los pozos de drenaje múltiple que emergen de un pozo principal ayudan a maximizar el contacto con el yacimiento. Además de proporcionar un área de drenaje más extensa que la provista por un pozo individual, estas terminaciones de pozos múltiples pueden reducir el riesgo total de perforación y el costo total.

Figura 2.18 Producción de múltiples formaciones en un mismo pozo



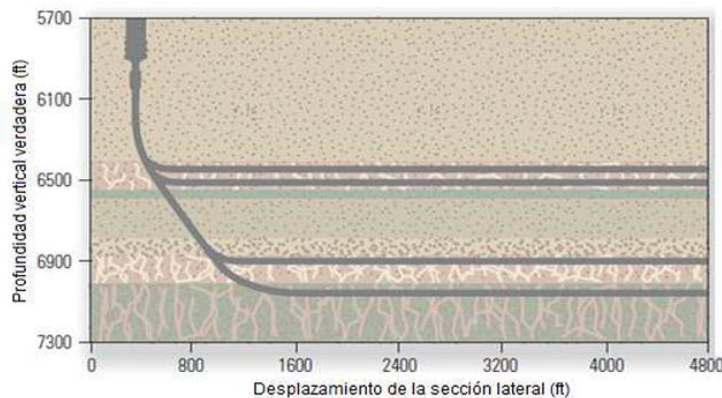
Fuente: Producción de múltiples formaciones en un mismo pozo (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Ya vimos, como siempre se ha visto a lo largo de la historia de la vida humana, que la necesidad es la madre de las invenciones y este caso no podría ser la excepción. Llegó un momento en la industria petrolera, hace algunas décadas, en que los pozos verticales ya no eran suficientes y se buscaron alternativas entre las que destacan por su amplias ventajas los pozos multilaterales.

#### **2.2.3.4 Ventajas y desventajas**

Al perforar y producir pozos multilaterales para aprovechar proyectos anteriores que no eran económicamente rentables, ya sea si se perforaba vertical u horizontalmente. Con la perforación multilateral a partir de un pozo convencional se ha incrementado el potencial de los pozos y mejorado su rentabilidad, además del uso de la perforación multilateral en un solo yacimiento incrementa el contacto con la formación expuesta y permite una mayor área de drenaje más que si se utilizara un solo horizontal o la estimulación por fracturamiento hidráulico, ya que los pozos multilaterales resultan especialmente adecuados para conectar rasgos verticales y horizontales del subsuelo, tales como fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados. Intersectan más fracturas naturales, permitiendo incrementar la producción.

Figura 2.19 Otro ejemplo de pozo multilateral



Fuente: Los pozos multilaterales intersecan más fracturas naturales, pudiendo incrementar la producción (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Este tipo de pozos se utilizan para alcanzar diversas formaciones o más de un yacimiento como objetivo y para explotar reservas pasadas por alto con un solo pozo y a menudo constituye el único medio económico para explotar compartimientos geológicos aislados, campos satélites remotos y yacimientos pequeños que contienen volúmenes de reservas limitados. Los pozos multilaterales pueden reducir también el número de equipos superficiales, lo que reduce el impacto ambiental y disminuye costos en el conjunto del proyecto.

Estos pozos deberían contemplarse entornos en lo que resultan adecuados los pozos direccionales u horizontales. Los pozos direccionales, horizontales y multilaterales permiten generar regímenes de producción más altos y con menos caídas de presión que los convencionales, ya que el flujo se dispersa a través de dos o más ramificaciones laterales más cortas. Por ejemplo 2 tramos laterales opuestos reducen la caída de presión durante el flujo respecto de la originada en un solo pozo horizontal.

Los multilaterales exigen una inversión adicional en equipos pero también permiten reducir el tamaño de la plataforma de producción, bajar potencialmente las erogaciones de capital totales y los costos de desarrollo, así como los gastos operacionales debido a la menor cantidad de pozos necesarios. Esta tecnología reduce las necesidades en términos de pozos de cabezales de pozo, tubos elevados de las plataformas y terminaciones submarinas, lo cual permite reducir los costos y optimizar la utilización de cabezales de pozo en las plataformas marinas o el empleo de plantillas submarinas. Los pozos multilaterales también permiten minimizar la extensión o las huellas de las localizaciones de superficie y mitigar el impacto ambiental en tierra.

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas de un pozo multilateral

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reduce costos</li> <li>- Mejora los factores de recuperación</li> <li>- Incrementa la producción</li> <li>- Reduce problemas de conificación de agua y gas</li> <li>- Conecta fracturas naturales</li> <li>- Comunica zonas discontinuas</li> <li>- Incrementa la eficiencia de barrido vertical y areal</li> <li>- Reduce el impacto ambiental</li> <li>- Permite la recuperación de reservas marginales</li> <li>- Reemplaza uno o más pozos convencionales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Perder el pozo principal produce la pérdida de todos las ramas multilaterales</li> <li>- La recuperación de los laterales es prácticamente imposible</li> <li>- El éxito de los pozos multilaterales depende de la durabilidad y accesibilidad de las conexiones</li> <li>- El riesgo de pérdida del pozos es directamente proporcional a la complejidad del mismo</li> <li>- El control durante la perforación o terminación puede presentar dificultades</li> </ul>

Fuente: Ventajas y desventajas de un pozo multilateral (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.4.1 Aplicación a diferentes yacimientos

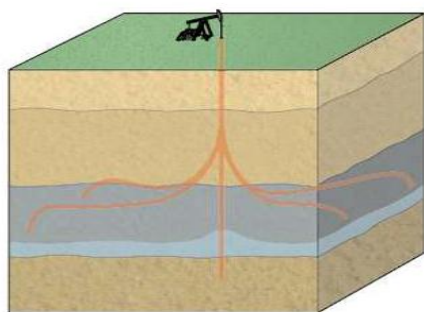
Después de considerar aspectos positivos y negativos de la tecnología de perforación multilateral así como su impacto en el largo plazo sobre el desarrollo de campos petroleros, se vislumbra la aplicación a diferentes tipos de yacimientos. Los pozos con tramos laterales múltiples resultan particularmente inadecuados para campos con reservas de aceite pesado, baja permeabilidad, fracturas naturales, formaciones laminadas, yacimientos estratificados, etc.

##### 2.2.3.4.1.1 Yacimientos de aceite pesado

Tanto en este tipo de yacimientos como en otros de baja movilidad los pozos multilaterales ofrecen ventajas similares a los tratamientos con fracturamiento hidráulico en las zonas gasíferas de baja permeabilidad.

El mayor contacto del pozo con el yacimiento estimula la producción de aceite, además de mejorar la inyección de vapor, los tramos laterales horizontales maximizan la producción y mejoran la recuperación de yacimientos de aceite pesado, yacimientos delgados, someros o agotados, mediante el incremento del área de drene del pozo. En yacimientos con columnas de aceite delgadas, los tramos laterales horizontales mitigan la entrada prematura de agua, gas o conificación.

Figura 2.20 Yacimiento en aceite pesado

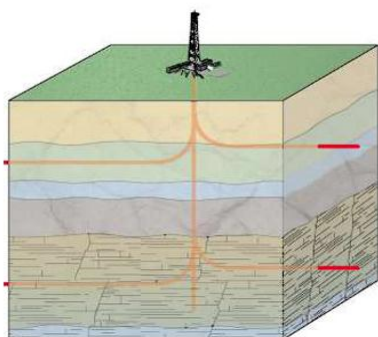


Fuente: Yacimiento de aceite pesado (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.4.1.2 Yacimientos de baja permeabilidad y naturalmente fracturados

Ambos casos se asocian con un nivel de productividad limitado, de manera que la anisotropía de la formación constituye un factor importante para el diseño de pozos multilaterales. Los tramos laterales horizontales aumentan la probabilidad, de intersectar fracturas naturales y terminar un pozo rentable en formaciones naturalmente fracturadas con fracturas cuyas orientaciones se desconocen. Si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, los 2 tramos laterales opuestos permiten optimizar el contacto del pozo con el yacimiento.

Figura 2.21 Yacimiento de baja permeabilidad y naturalmente fracturado



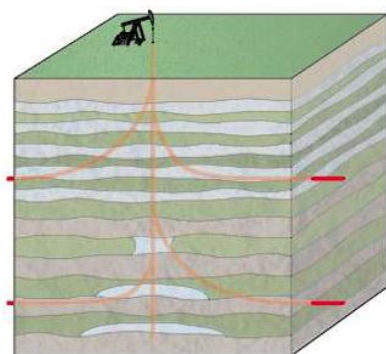
Fuente: Yacimiento de baja permeabilidad y naturalmente fracturado (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.4.1.3 Yacimientos estratificados y zonas laminadas

En ambos casos los pozos con tramos laterales apilados verticalmente permiten mejorar la productividad y recuperación de reservas, ya que conectan múltiples intervalos productivos separados por barreras verticales o contrastes de permeabilidad. La explotación simultánea de zonas múltiples ayuda a mantener los regímenes de producción por encima del límite económico de las instalaciones de superficie o de las plataformas marinas y prolonga la vida económica de los pozos y campos petrolíferos.

En yacimientos estratificados varios tramos laterales apilados verticalmente contactan un área más extensa del yacimiento que un solo pozo vertical y pueden explotar múltiples formaciones productivas. Mediante la modificación de la inclinación de los tramos laterales y de la profundidad vertical de cada pozo es posible drenar múltiples formaciones delgadas.

Figura 2.22 Yacimiento estratificado y zonas laminadas

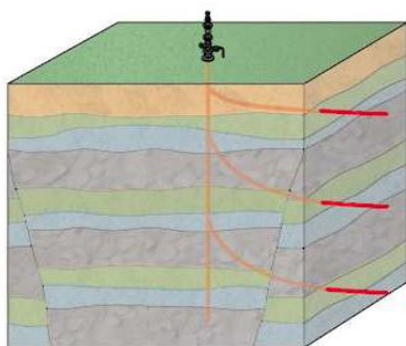


Fuente: Yacimiento estratificado y zonas laminadas (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.4.1.4 Compartimientos geológicos aislados

Con pozos multilaterales se pueden explotar reservas pasadas por alto en distintos compartimientos geológicos creados por ambientes sedimentarios, la diagénesis y las fallas que actúan como sello. Contenidos en bloques individuales no justifican un pozo para cada bloque, las terminaciones de tramos son una opción viable ya que permiten conectar varios compartimientos geológicos. La compartimentación también se produce cuando el agua de acuíferos naturales o el agua inyectada barre más allá de las áreas de baja permeabilidad, dejando acumulaciones de aceite y de gas que pueden recuperarse mediante la construcción de pozos multilaterales.

Figura 2.23 Compartimientos geológicos aislados

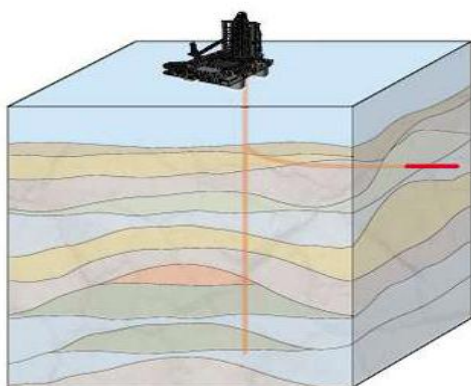


Fuente: Compartimientos geológicos aislados (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.4.1.5 Yacimientos satélites

Los pozos multilaterales permiten el desarrollo de yacimientos pequeños y campos satélites sin posibilidades de ser explotados con pozos verticales, de alto ángulo u horizontales convencionales. También se utilizan pozos multilaterales para explotar yacimientos de baja presión y yacimientos parcialmente agotados, particularmente para la perforación de pozos de relleno y re entrada.

Figura 2.24 Yacimientos satélite



Fuente: Yacimientos satélite (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.4.1.6 Campos maduros

Aquí los pozos multilaterales mejoran la producción realizando reentradas den los pozos existentes para crear laterales donde la explotación no resulta económica con pozos convencionales. Cuando la producción se estabiliza, la perforación de laterales desde pozos existentes permite explotar hidrocarburos adicionales sin sacrificar los niveles de producción. Esta estrategia mejora los niveles de producción de un pozo y aumenta las reservas recuperables, permitiendo la explotación económica de yacimientos maduros.



### **2.2.3.5 Productividad de un pozo multilateral**

El comportamiento de un pozo multilateral, donde se mezcla la producción de varios laterales es un problema similar al de predecir la producción de varios pozos independientes conectados a un sistema de recolección común. El problema de estos sistemas es conocer las características de flujo para cada lateral, determinar las caídas de presión de los laterales al pozo principal y conocer el flujo y caídas de presión en todo el pozo principal desde la junta a superficie.

Todas estas partes del sistema de un pozo multilateral están conectadas e influyen una sobre la otra, ya sea que requieran una solución simultánea de las ecuaciones que describen las diferentes partes del sistema, o una solución interactiva de algún tipo.

El primer paso en la predicción del comportamiento multilateral es determinar el comportamiento del flujo dentro del yacimiento. Para aplicar estos modelos de flujo a los distintos laterales, deben ser separados en diferentes estructuras de yacimiento. El mejor enfoque para predecir este comportamiento puede ser a través de la aplicación de un simulador de yacimientos de pueda manejar las trayectorias complejas de flujo de un pozo multilateral.

El flujo en todos los segmentos del pozo debe ser modelo para predecir el comportamiento de un pozo multilateral. En gastos altos, la caída de presión en los laterales entubados puede ser alta o una variación significativa de la presión desde la punta hasta el final del lateral, en este caso se aplican modelos de flujo en tuberías con flujo multifásico y cambios de inclinación se aplican para encontrar los perfiles de presión en los laterales.

#### **2.2.3.5.1 Comportamiento de flujo**

El punto de partida de cualquier modelo de comportamiento de pozos multilaterales es la predicción del flujo del yacimiento al pozo o lateral. Los modelos del comportamiento de flujo para laterales horizontales que predicen el flujo del pozo como una función de la reducción del yacimiento son usados para este producto.

Para esto existen 3 técnicas a usar: métodos analíticos, el método de línea fuerte y la simulación de yacimientos.

##### **2.2.3.5.1.1 Modelos analíticos de flujo para laterales horizontales**

Para derivar un modelo analítico de flujo hacia un lateral se requiere de suposiciones acerca de las condiciones de frontera del pozo, el régimen de flujo del pozo y las propiedades de los fluidos. En general, estos modelos asumen una presión constante a través del pozo, entonces la caída de presión

a lo largo del lateral debería ser más pequeña comparada con la supuesta. También se asume flujo estacionario y pseudoestacionario de una sola fase, incompresible o de compresibilidad despreciable.

Existen modelos de estado estacionario como modelos de estado pseudoestacionario.

Veamos ahora los dos más conocidos:

### 2.2.3.5.1.1.1 Modelo de Joshi

El modelo de flujo desarrollado por Joshi (1998) basado en la solución analítica de Borisov fue uno de los primeros modelos analíticos de afluencia en laterales horizontales y es aun utilizada. Joshi derivó una ecuación de gasto para un pozo horizontal de longitud  $L$  agregando una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal y plano vertical, tomando en cuenta la anisotropía vertical y horizontal. Considerando un pozo horizontal extendido en la dirección al eje  $x$  en un yacimiento de espesor  $h$ , donde  $y$  es la dirección horizontal perpendicular al eje del pozo, y  $z$  es la dirección vertical. Joshi trató separadamente el flujo horizontal en el plano  $xy$  y el flujo vertical en el pozo  $yz$ . El flujo de dos dimensiones en el plano  $xy$  para una tubería de longitud  $L$ , tendrá isóbaras elípticas en estado estacionario, para suponer un drené elíptico con un eje mayor a  $2a$  y una presión constante en las fronteras del radio de drené nos da la siguiente ecuación:

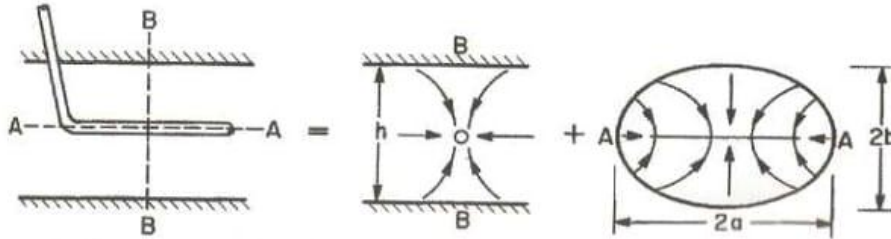
$$q_h = \frac{2\pi k_0 \Delta p}{\mu B_0 \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right)}$$

La cual fue multiplicada por el espesor del yacimiento para aproximar la producción de un plano de drené. El flujo vertical  $yz$  fue aproximado para ser flujo radial de la frontera vertical, localizada a una distancia  $h/2$  del pozo, donde la presión es asumida como la misma de la frontera elíptica vertical. Estos rendimientos originan:

$$q_v = \frac{2\pi k_0 \Delta p}{\mu B_0 \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right)}$$

El cual fue multiplicado por el total de la longitud del pozo  $L$ , en resumen las contribuciones de flujo en el plano  $yz$  en todo el pozo. Las resistencias al flujo  $P/q$  para los planos  $xy$  y  $yz$  fueron entonces agregadas e igualadas para un  $P/q$  para obtener la IP para un yacimiento isotrópico como:

$$q = \frac{2\pi k_0 h \Delta p}{\mu B_0 \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right)}$$



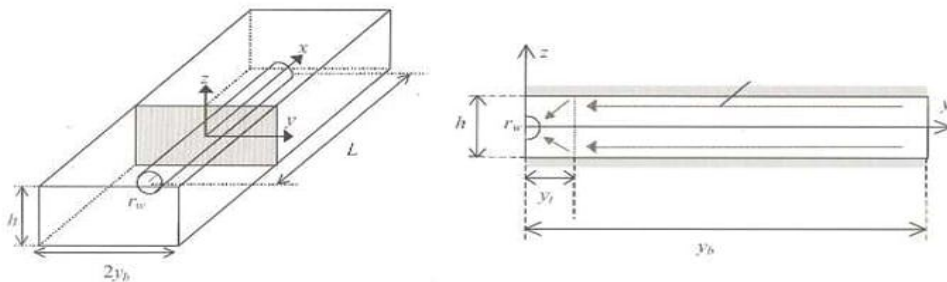
Para un yacimiento anisotrópico la ecuación anterior fue modificada por Joshi y después corregida por Economides (1991) para definirla como:

$$q = \frac{k_H h (P_e - P_{wf})}{141.2 \mu B_0 \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left( \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) \right)}$$

#### 2.2.3.5.1.2 Modelo de Furui

Desarrolló un modelo analítico simple para un lateral horizontal en estado estacionario. El factor de daño es incorporado en este modelo, supone que el pozo horizontal penetra completamente un yacimiento de forma rectangular con las fronteras de la cima y base impermeables como se muestra en la figura y presión constante en las fronteras del yacimiento en la dirección de y. El modelo supone que el flujo cerca del pozo es radial y llega a ser lineal más allá del pozo. Así que este método se acerca más a la realidad que el modelo de Joshi.

Figura 2.25 Geometría de flujo del modelo de Furui



Fuente: Geometría del flujo del modelo de Furui (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Resolviendo para  $q$ , e incorporando las conversiones para unidades de campo la ecuación nos queda:

$$q = \frac{kL(P_e - P_{wf})}{141.2\mu B_o \left( \ln \left( \frac{h}{r_w} \right) + \frac{\pi y_b}{h} - 1.917 + s \right)}$$

#### 2.2.3.5.2 Comportamiento de flujo en el pozo

Probablemente la diferencia más importante entre predecir el comportamiento de un pozo multilateral comparado con predecir el comportamiento de un convencional es que las condiciones del comportamiento de flujo del pozo se acoplan al comportamiento de flujo de todos los laterales en una producción mezclada.

Para la terminación de un pozo convencional, las curvas de comportamiento de afluencia o curvas (IPR) pueden ser usadas para describir la capacidad de producción del yacimiento; una evaluación independiente del flujo en las tuberías puede ser combinada con la IPR para predecir el gasto del pozo. En cambio con un pozo multilateral este enfoque no es posible, porque el flujo del pozo proveniente de uno de los laterales afecta las condiciones de presión en todos los laterales. Por esta razón, las condiciones de flujo del pozo son una parte crítica de un sistema de pozos multilaterales, y deben ser modeladas simultáneamente con flujo del yacimiento como una forma de estudio más sencilla acerca del comportamiento de flujo de un pozo multilateral, es mejor dividir la terminación de un pozo multilateral en partes.

- 1.- Los laterales: definidos como la región del pozo que se encuentra abierta al yacimiento
- 2.- Las secciones entubadas: las porciones del pozo que conectan los laterales al pozo principal o hacia otros laterales, pero no están abiertas al yacimiento
- 3.- El pozo principal: es la parte del pozo a la cual los laterales están unidos, y va desde la junta superior hasta la cabeza del pozo.

##### 2.2.3.5.2.1 Caídas de presión en los laterales

En muchos casos, las caídas de presión en el lateral por sí mismas son insignificantes comparadas con las del yacimiento, para estos casos la caída de presión en el lateral puede ser ignorada y asumimos una presión constante a lo largo del multilateral.

Si la producción es alta creando pérdida de energía potencial a caídas de presión en flujo multifásico, se deberá considerar dichas caídas de presión dentro de los cálculos.

#### **2.2.3.5.2.2 Perfiles de presión en los laterales y el pozo principal**

La diferencia entre el comportamiento de un pozo horizontal y un pozo multilateral es el hecho de que el flujo en el pozo proveniente de cada lateral se une al comportamiento de producción, mezclando la producción dentro del pozo principal.

Los perfiles de presión en las secciones laterales y en los pozos principales deben ser predichos con precisión a fin de evaluar el comportamiento de un pozo multilateral. Como en cualquier problema de flujo en tuberías, diversos grados de complejidad pueden ser considerados, dependiendo principalmente de las fases presentes en el pozo.

#### **2.2.3.5.2.3 Capacidad de aporte de un pozo multilateral**

La capacidad de aporte de un pozo es la relación entre la presión y el gasto en superficie. Para un pozo multilateral, esta relación también incluye la distribución de gastos proveniente de cada lateral como una función de la presión de superficie (la distribución de flujo entre los laterales). Para reducir la capacidad de aporte de un pozo multilateral, es decir para obtener una IPR del yacimiento es necesario utilizar modelos de flujo de pozo.

En los laterales horizontales la capacidad de aporte es proporcional a su extensión, dado a esto, las caídas de presión pueden ser significativas. Para calcular las caídas de presión dentro del lateral horizontal, es necesario conocer el gasto proveniente del yacimiento al pozo y viceversa, para conocer ese gasto para los cálculos de presión del pozo, se necesita conocer la presión del fondo fluyendo, la cual viene de los cálculos de caídas de presión dentro del lateral.

#### **2.2.3.5.3 Conceptos teóricos en la perforación de pozos multilaterales**

##### **2.2.3.5.3.1 Causas de la perforación direccional**

Localizaciones Inaccesibles.- Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación (edificaciones, parques, poblados) o donde el terreno por sus condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hacen difícil su acceso.

#### 2.2.3.5.3.2 Conceptos básicos involucrados en la perforación direccional

- 2.2.3.5.3.2.1 Domo de sal.- Yacimiento a desarrollar los cuales se encuentran bajo la fachada de un levantamiento de sal y por razones operacionales no se desea atravesar dicho domo.
- 2.2.3.5.3.2.2 Formaciones con fallas.- Cuando el yacimiento se encuentra dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo.
- 2.2.3.5.3.2.3 Múltiples pozos en una misma plataforma.- La perforación de varios pozos para reducir el costo en construcción de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción.
- 2.2.3.5.3.2.4 Pozos de alivio.- Aquel que se perfora para controlar un pozo en erupción. Mediante este tipo de pozo de alivio se contrarresta las presiones que ocasionaron dicho reventón.
- 2.2.3.5.3.2.5 Desviación del hoyo original (sidetrack).- Proceso de perforación que no marcha según la trayectoria programada, bien sea por problemas operacionales o fenómenos inherentes a las distintas formaciones atravesadas, ej: pescado en el hoyo o zonas de alto buzamiento.
- 2.2.3.5.3.2.6 Diferentes arenas múltiples.- Cuando se atraviesa con un pozo desviado varias arenas, las cuales permitirá una mayor producción con un costo menor.
- 2.2.3.5.3.3 Otros conceptos básicos
  - 2.2.3.5.3.3.1 Ángulo de inclinación.- Ángulo fuera de la vertical, conocido como deflexión o desviación.
  - 2.2.3.5.3.3.2 Desvío o desplazamiento horizontal.- Distancia horizontal de cualquier parte del hoyo al eje vertical a través del cabezal, se le conoce también con el nombre de deflexión horizontal.
  - 2.2.3.5.3.3.3 Objetivo.- Punto fijo del subsuelo en una formación que debe ser penetrado con un hoyo o pozo desviado o vertical.
  - 2.2.3.5.3.3.4 Dirección u orientación.- Ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste) en la escala máxima de 90° de los cuatro cuadrantes, también se le conoce como sentido y rumbo del pozo.

- 2.2.3.5.3.3.5 Registro o survey.- Medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y de la dirección o rumbo en cierto punto (estación) del hoyo desviado.
- 2.2.3.5.3.3.6 Coordenadas.- Distancias en la dirección Norte -Sur y Este -Oeste a un punto dado. Este es un punto cero adaptado geográficamente. En un pozo es necesario tener las Coordenadas de Superficie y las Coordenadas de Objetivo o Fondo.
- 2.2.3.5.3.3.7 Rumbo de la formación.- Rumbo de un estrato de formación, es la intersección entre el estrato y un plano horizontal medido desde el plano Norte –Sur.
- 2.2.3.5.3.3.8 Buzamiento de la formación.- Es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo del estrato.
- 2.2.3.5.3.3.9 Pata de perro (dog leg).- Cualquier cambio de ángulo severo o brusco entre el rumbo verdadero o la inclinación de dos secciones o registros del hoyo.

### **2.2.3.6 Herramientas para llevar a cabo un pozo multilateral**

Dentro del desarrollo más reciente en la perforación de pozos se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal. De esta tecnología, se deriva la perforación multilateral, hoy en día ambas están enfocadas en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento.

La habilidad para perforar pozos multilaterales con trayectorias completamente definidas en una manera altamente controlada, hace que los pozos multilaterales sean un método atractivo para algunos yacimientos. La perforación multilateral en general consiste en tres pasos:

- 1.- *Perforación del pozo principal.*- Esta no es diferente de la perforación de cualquier pozo convencional hasta que alcanza la ubicación del punto de quiebre o punto de desvío (kickoff), a esta profundidad, los procedimientos especiales comienzan para crear un lateral o cualquier otra rama posterior.
- 2.- *Desviar a partir del pozo principal.*- Perforar un nuevo pozo desde el pozo principal es la característica que distingue a la perforación multilateral. Sí el pozo es inicialmente planeado como multilateral o es una re-entrada de un pozo ya existente, tiene una gran influencia sobre los métodos para la perforación de los laterales.

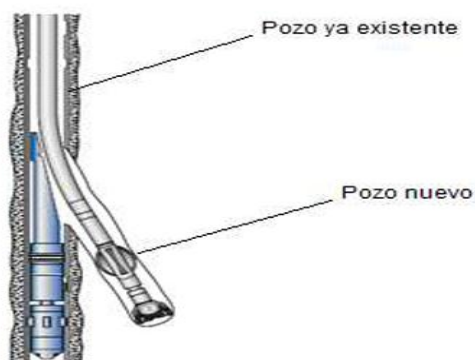


3.- *Perforación de laterales*.- Los laterales son perforados direccionalmente de manera muy parecida a los pozos horizontales, la perforación de diámetros reducidos y la perforación con tubería flexible son técnicas a menudo aplicadas. El control de las trayectorias laterales es una parte crítica de la perforación multilateral.

#### **2.2.3.6.1 Perforación de una re – entrada (Sidetrack)**

Re-entrada es la creación de un segundo pozo (lateral), perforando un nuevo agujero a través de un pozo ya existente.

Figura 2.26 Esquema de una re – entrada



Fuente: Esquema de una reentrada (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

La re-entrada se ha utilizado durante muchos años para crear un nuevo pozo cuando la parte inferior del pozo fue o será abandonada por alguna razón o cuando se perforaran ramas o laterales en un pozo nuevo como lo es el caso de un pozo multilateral.

Las técnicas usadas para iniciar una re-entrada dependerán si será perforado en agujero descubierto o entubado. Algunas veces, si un pozo es planeado como multilateral y la formación es estable, los laterales pueden ser iniciados en agujero descubierto, evitando la necesidad de moler la tubería de revestimiento

##### **2.2.3.6.1.1 Perforación en agujero descubierto**

Para iniciar un nuevo pozo en un agujero descubierto, la barrena de alguna manera debe ser forzada a perforar a un costado del pozo existente, en lugar de seguir extendiendo el pozo principal. Esta desviación del pozo se conoce como deflexión y para agujero descubierto tenemos tres métodos de deflexión.

#### 2.2.3.6.1.1.1 Método de propulsión

Este método fue el primero en usarse, se utiliza en formaciones suaves; consiste en crear una muesca en el pozo principal con la cual se desviara y se podrá continuar perforando. Se requiere una barrena especial con orificios “barrena de propulsión” a través de los cuales se hace pasar el fluido de perforación. La caída de presión en los orificios de la barrena hace pasar el lodo a alta velocidad. El lodo Impacta en un costado del pozo y erosiona todo lo que tiene a su alrededor.

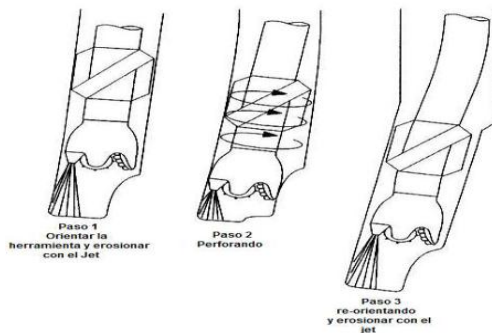
Figura 2.27 Broca de propulsión



Fuente: Barrena de propulsión (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Para crear una re-entrada, el jet de la barrena es orientado en la dirección deseada, se inicia bombeando, y se le aplica peso a la barrena. El fluido comienza a erosionar la formación mientras que la sarta está reciprocando, creando una saliente a lo largo de la pared del pozo. Después de hacer 3 o 6 ft de hueco desviado se perfora y jetea a la vez, para luego detener la perforación y re-orientar la herramienta. El procedimiento se repite hasta diseñar el ángulo y dirección de la re-entrada requerida.

Figura 2.28 Método de deflexión, propulsión



Fuente: Método de deflexión, propulsión (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Tabla 2.2 Ventajas y desventajas del método de propulsión

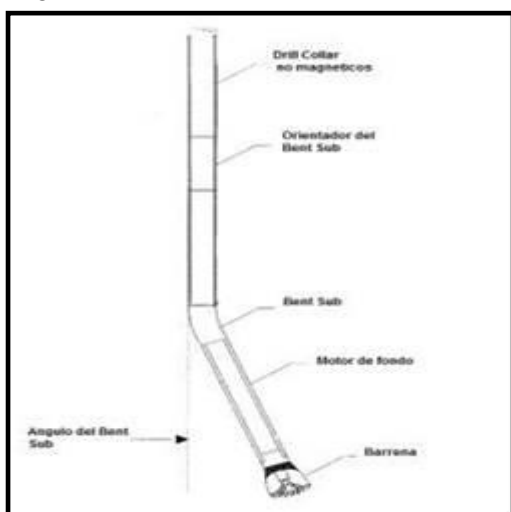
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Simple y económico</li> <li>- Algunas ocasiones es la única forma de construir el ángulo en formaciones suaves</li> <li>- La orientación es bastante sencilla</li> <li>- Facilidad de monitoreo en profundidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solo funciona en formaciones suaves</li> <li>- Solo puede usarse en profundidades someras</li> <li>- Si no se monitorea de cerca, puede producir pata de perro cortas e irregulares que necesitarán ser rimadas</li> <li>- Debido a las nuevas tecnologías este método no es actualmente muy usado</li> </ul>

Fuente: Ventajas y desventajas del método de deflexión con barrena de propulsión (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

La muesca o saliente en el costado del pozo principal también puede ser creada con un motor de fondo con sustituto de desviación conocido como “bent sub”.

El brazo en la sarta de perforación arriba del motor de fondo crea una fuerza lateral sobre la barrena que hace que perfora a un lado del agujero. Creando la re-entrada de esta manera, la barrena es orientada en la dirección seleccionada, entonces se procede a perforar lentamente con el motor de fondo. Abajo se muestra un aparejo con motor de fondo y sustituto de desviación o Bent Sub.

Figura 2.29 Motor de fondo con sustituto de desviación



Fuente: Motor de fondo con sustituto de desviación (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013).

#### 2.2.3.6.1.1.2 Método de deflexión - Tapón de cemento

Consiste en colocar un tapón de cemento en el fondo del pozo principal y aplicar un peso sobre la barrena para que sea desviada hacia la formación e iniciar la desviación de la re-entrada.

Una re-entrada puede ser iniciada con tubería flexible, sí el tapón de cemento tiene una fuerza mayor de compresión que la formación.

Cuando se empieza a perforar en la parte superior del tapón de cemento, con suficiente peso en la barrena, los lastrabarrenas “drill collars” tienden a pandearse, empujando la barrena hacia un lado. La desventaja de esta técnica es que no permite el control de la dirección de la re-entrada.

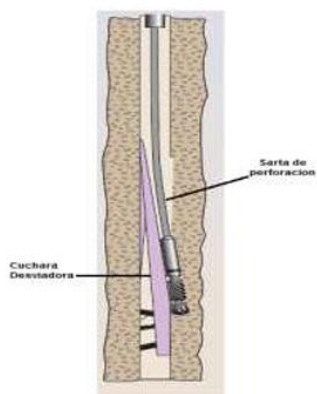
#### 2.2.3.6.1.1.3 Método de deflexión – Cuchara desviadora

Consiste en colocar en el agujero descubierto un empacador y una cuchara desviadora para guiar la barrena en la dirección a perforar.

La manera más confiable de crear una re-entrada en un pozo de agujero descubierto es usando una cuchara desviadora (whipstock) para orientar la barrena. Abajo se muestra un esquema de una cuchara desviadora en agujero descubierto y un molino. Actualmente las cucharas pueden ser de tipo recuperable o permanente.

La cuchara desviadora o también conocida como “cuña desviadora” de tipo recuperable consta de una cuña larga invertida de acero, cóncava, con el lado interior acanalado para guiar la barrena hacia el rumbo de inicio de desviación. Los ángulos para los cuales están diseñados estos desviadores, varían entre 1 y 5 grados; en su parte inferior tienen una especie de punta de cincel para evitar que giren cuando la barrena está trabajando. En la parte superior de la barrena, se instala una lastra barrena o portabarrena, el cual permite recuperar el desviador.

Figura 2.30 Cuchara desviadora en agujero descubierto

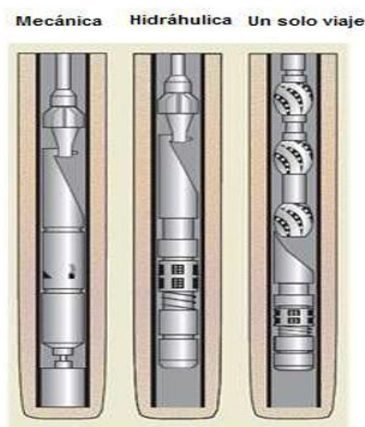


Fuente: Cuchara desviadora en agujero descubierto (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

La cuchara desviadora puede ser orientada de tal forma que la re-entrada puede tomar la dirección deseada. Abajo se muestra las diferentes formas de anclar

Las cucharas desviadoras ya sean de forma mecánica o hidráulica. Primero se baja la cuchara, se ancla para después introducir la barrena o molino como se muestra en los dos primeros arreglos de la figura. Las cucharas más modernas son usualmente configuradas con un molino adjunto a la cuchara con un perno de seguridad que une el desviador con el molino. Una vez orientada la herramienta se le aplica peso y se rompe el perno, girando lentamente la sarta de molienda. Este tipo de desviador es muy utilizado sobre todo en pozos con accidentes mecánicos. De esta forma la cuchara desviadora y el molino pueden ser ejecutados en un solo viaje, como se muestra en el tercer arreglo de la figura.

Figura 2.31 Métodos para anclar cucharas



Fuente: Métodos para anclar cucharas (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.6.1.2 Perforación a agujero entubado

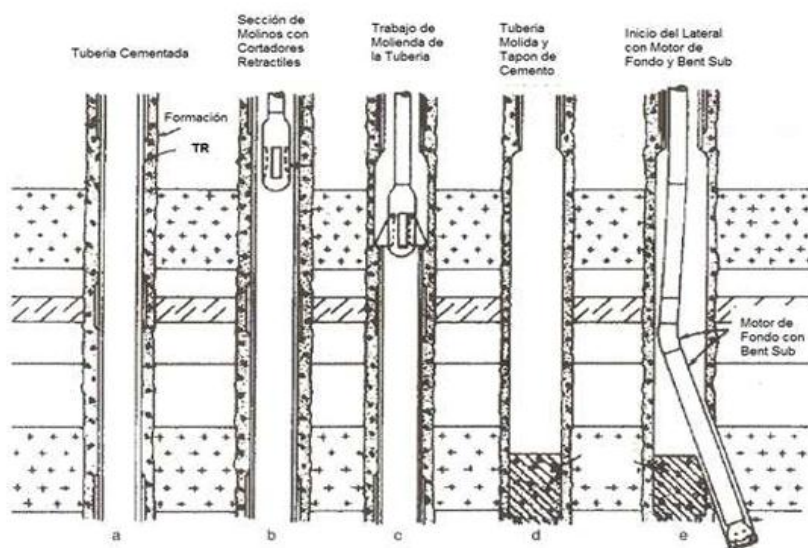
En las terminaciones de perforación en agujero entubado, las re-entradas son Creadas principalmente de tres formas:

- 1.- Moliendo una sección: Colocando un tapón de cemento y usando un motor con un brazo para perforar en la dirección deseada.
- 2.- Colocando una cuchara desviadora: Orientar la cuchara en la dirección de la reentrada.
- 3.- Utilizando una ventana pre-cortada: Utiliza ventanas en la tubería de revestimiento maquinada con anticipación y cubierta con una camisa resistente a la operación de cementación pero fácil de moler.

#### 2.2.3.6.1.2.1 Moliendo una sección con ayuda de un tapón de cemento

Para emplear este método se coloca un tapón de cemento a la profundidad de Interés, después se baja el aparejo que consta de un molino y un brazo de perforación conocido como bent housing. Se inicia a perforar la re-entrada lo que genera demasiados recortes de la tubería de revestimiento los cuales deben ser circulados fuera del pozo. Esta herramienta al igual que en agujero descubierto no proporciona una orientación correcta de la re-entrada.

Figura 2.32 Procedimiento de una re – entrada en agujero entubado con tapón de cemento



Fuente: Procedimiento de una re – entrada en agujero entubado con tapón de cemento (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.6.1.2.2 Colocando una cuchara desviadora

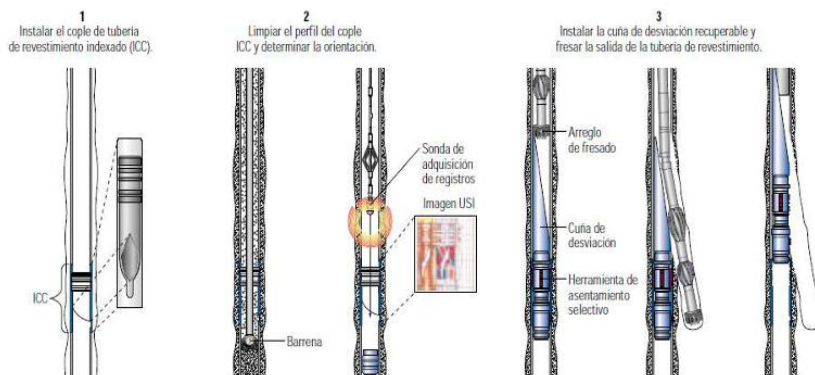
El método predominante para realizar una re-entrada en un agujero entubado es Usando una cuchara desviadora (whipstock) y un molino para perforar la tubería de revestimiento. En esta técnica, se usa una barrena especial con ampliadores llamadas “section mil” para remover la tubería de revestimiento en un intervalo corto.

Las cucharas son herramientas con una cara rígida que se usan para desviar los

Molinos o las sargas de perforación contra la tubería de revestimiento acomodándolos para atravesar dicha tubería. Los aparejos son desplegados con un empacador, una cuchara, y un molino para minimizar los viajes de la sarga. Con este aparejo, es posible orientar, colocar la cuchara y moler la ventana de la tubería de revestimiento en un solo viaje.

En la imagen se ilustra el proceso de perforación de una re-entrada en agujero entubado con ayuda de una cuchara desviadora.

Figura 2.33 Proceso de perforación con cuchara de una reentrada con agujero entubado



Fuente: Proceso de perforación de una re – entrada en agujero entubado con cuchara desviadora (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.6.1.2.3 Utilizando una ventana precortada

Las ventanas precortadas consisten en maquinar previamente ventanas en la Tubería de revestimiento antes de bajarla al pozo. Estas ventanas son cubiertas con una camisa perforable interna ya sea de fibra de vidrio, aluminio u otro material sofisticado que sea fácil de moler. Sin embargo, lo suficientemente fuerte para prevenir el colapso durante el proceso de cementación, esto evita que haya alguna falla al perforar las ventanas y tener éxito en la re-entrada. Dado que se reducen las operaciones de molienda, las ventanas precortadas proveen salidas rápidas y consistentes en la tubería de revestimiento, impiden la formación de recortes de acero y reducen el riesgo de rotura de la tubería de revestimiento. Las barrenas con ampliadores de pozo reducen aún más el riesgo durante la molienda del tapón de cemento y de la camisa.

La instalación de una camisa de empalme mecánico permite conectar las tuberías de revestimiento de los tramos laterales con la tubería de revestimiento central para una mayor estabilidad y provee acceso selectivo a las ramificaciones del pozo a fin de realizar trabajos de reparación futuros, ya que en el empalme convencional con el tiempo las fuerzas de formación empujan las tuberías de revestimiento dentro del pozo principal restringiendo el acceso debajo de este punto.

Los tramos laterales pueden terminarse en agujero descubierto o entubado con tubería de revestimiento cementada o sin cementar, tuberías de revestimiento ranuradas “slots pipe” y filtros de exclusión de arena para lograr mayor estabilidad del pozo.

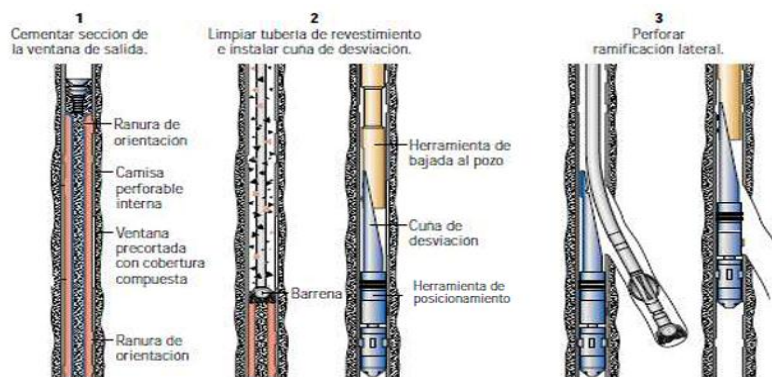
Además de aplicarse para terminaciones de pozos multilaterales este sistema también se ha utilizado para la explotación de yacimientos de aceite pesado, en yacimientos de baja permeabilidad, naturalmente fracturados y parcialmente agotados, para mejorar la productividad del pozo y la



recuperación de reservas mediante el aumento del área de drenaje del pozo y la reducción de la caída de presión en los intervalos productivos.

- (1) Primero se instala la conexión a la profundidad propuesta. Se orienta la ventana en base a mediciones giroscópicas y se cementa la tubería de revestimiento.
- (2) Después se perfora el cemento y la camisa interna para poder bajar la cuchara desviadora junto con la herramienta de posicionamiento que orientara la cuchara a la posición deseada.
- (3) Perforar el tramo lateral y extraer la cuchara desviadora junto con la de posicionamiento para poder limpiar el pozo.

Figura 2.34 Proceso de perforación de una re – entrada con agujero entubado con una ventana precortada



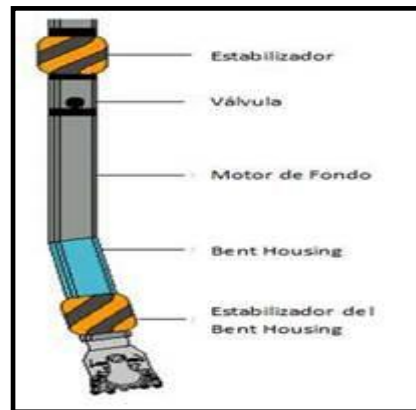
Fuente: Proceso de perforación de una re – entrada en agujero entubado con ventana precortada (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013).

#### 2.2.3.6.2 Perforación lateral

Una vez que ha sido creada la re-entrada del pozo principal, el lateral es perforado con una técnica de perforación direccional. La trayectoria del lateral es cambiada de la del pozo principal a la dirección deseada usando un ensamble de fondo que cambia el ángulo de la trayectoria. Este ángulo es controlado generalmente por el brazo de perforación (bent housing), el motor de fondo y la barrena. El “bent-housing” o Motor Simple de Coraza Inclinada se usa para desviar la trayectoria del pozo principal y así comenzar la perforación del lateral.

La sección puede ser de radios grandes, medianos o cortos, los cuales son cuantificados con la curvatura del radio (tasa de generación).

Figura 2.35 Aparejo de perforación con Bent Housing



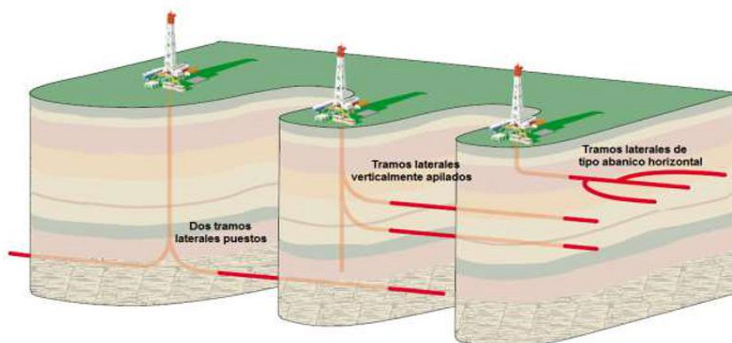
EMBED MSPhotoEd.3 Fuente: Aparejo de perforación (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Los laterales actualmente pueden tener la misma trayectoria relativa que el pozo principal. Un lateral puede tener cualquier trayectoria y cualquier inclinación para llegar al intervalo productor, para perforar estos laterales se utilizan las técnicas de perforación lateral. Así, la perforación de un lateral es similar a la perforación de un horizontal una vez que haya iniciado la re-entrada. Un elemento crítico de la perforación lateral es la geo navegación. Existen técnicas de perforación horizontal que son particularmente adecuadas para la perforación lateral, como la perforación con diámetros reducidos y la perforación con tubería flexible.

#### 2.2.3.6.2.1 Configuraciones básicas de un pozo multilateral

Las configuraciones de los pozos multilaterales varían desde la perforación de un solo lateral hasta ramificaciones con arreglos múltiples como: abanicos horizontales, tramos laterales apilados verticalmente, o dos laterales opuestos.

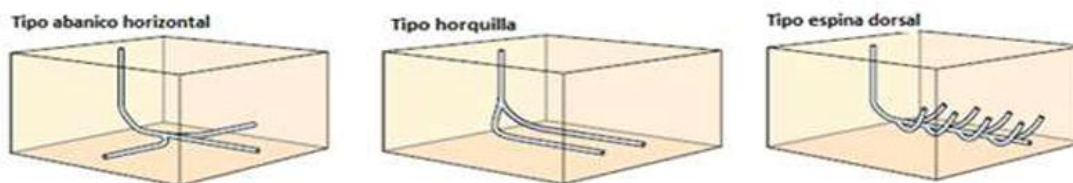
Figura 2.36 Configuraciones básicas de un pozo multilateral



Fuente: Configuración básicas de un pozo multilateral (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

La aplicación de las configuraciones dependen del tipo de yacimiento ya que los tramos laterales horizontales, que conforman arreglos de tipo horquilla, abanico o espina dorsal, tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión o yacimientos de aceite pesado, y campos con agotamiento parcial.

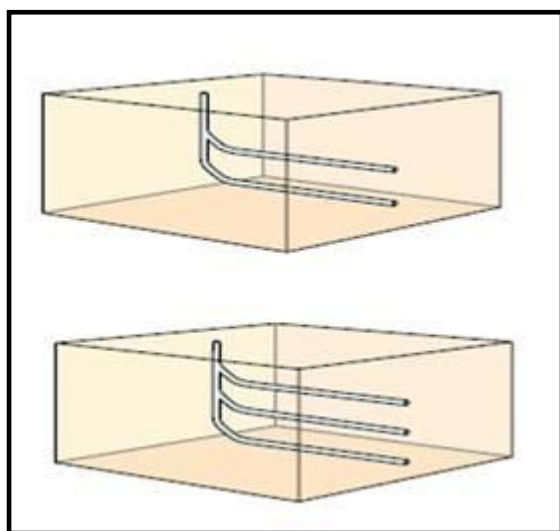
Figura 2.37 Arreglos horizontales



Fuente: Arreglos horizontales (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Los tramos laterales apilados verticalmente resultan efectivos en formaciones laminadas o en yacimientos estratificados. La mezcla de la producción de varios horizontes aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación de hidrocarburos. En formaciones de baja permeabilidad y naturalmente fracturadas, los dos tramos laterales opuestos pueden cruzar más fracturas que un solo pozo horizontal y también pueden reducir la caída de presión por fricción durante la producción.

Figura 2.38 Tramos apilados verticalmente



Fuente: Tramos apilados verticalmente (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

La terminación de los tramos laterales se realiza en agujero descubierto o con tuberías de revestimiento “desprendidas” (tuberías de revestimiento que no están conectadas al pozo principal) cementadas o sin cementar. Otros diseños de terminación utilizan arreglos mecánicos para lograr una adecuada conexión, integridad hidráulica y acceso selectivo en las conexiones entre las tuberías de revestimiento de los tramos laterales y la tubería de revestimiento del pozo principal.

#### **2.2.3.6.2.2 Geo navegación**

La perforación de pozos multilaterales depende en gran medida de la geo navegación, que es la guía de la trayectoria del pozo en tiempo real mediante el uso de información geológica obtenida durante la perforación. En la aplicación más sencilla, el objetivo es mantener la perforación del lateral en la zona productora tanto como sea posible. En otros casos, el objetivo primordial puede ser el mantenimiento de una distancia deseada para detectar la zona del contacto agua aceite.

Algunas ocasiones cuando se perforan los pozos multilaterales, el ajuste de la trayectoria debe ser planeada en respuesta a las inesperadas características geológicas, como las fallas. La geo navegación requiere la capacidad para detectar las características de la formación, es decir, la habilidad para determinar la localización de la barrena en cualquier momento y cambiar la dirección del pozo. Estas capacidades están disponibles continuamente durante la perforación en tiempo real.

La información que requiere la geo navegación proviene del monitoreo de las condiciones de perforación, del lodo y de las mediciones del LWD. La velocidad de penetración es de mucha ayuda para esta técnica, por ejemplo, cuando la barrena perfora un estrato de lutitas en una formación suave de arenas, decrece la velocidad de penetración que da una indicación de que la litología cambio. El lodo es usado para detectar la presencia de aceite o gas, por esta razón indica que la barrena está localizada en la zona productora, además nos muestra los recortes y los fósiles de la zona perforada.

Herramientas modernas como el LWD pueden medir algunas de las propiedades de la formación como los registros tradicionales en agujero descubierto, incluyendo la resistividad de la formación y radioactividad natural de la roca (rayos gamma). Las respuestas de esta herramienta son transmitidas a la superficie usando telemetría como son los pulsos, o particularmente cuando se perfora con tubería flexible, las señales pueden ser transmitidas por medio de líneas de cable eléctrico. Además la barrena lleva un sensor direccional, este sensor puede ser un giroscopio/brújula o una combinación de acelerómetros que detectan la inclinación de la herramienta.

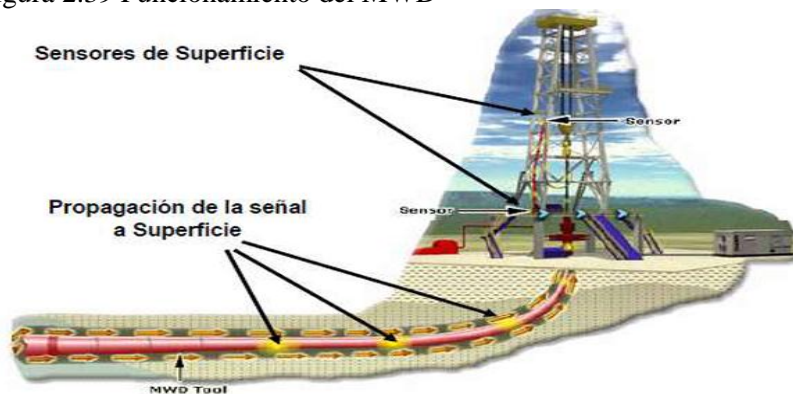
Los aparejos modernos para la geo navegación incluyen motores de fondo con un Bent Housing y un orientador para que la barrena se localice en la dirección correcta. Este sistema permite al perforador continuamente reorientar la barrena en respuesta a la información geológica obtenida.

#### 2.2.3.6.2.2.1 Tomando mediciones mientras perforas (Measurement while drilling)

El propósito de las herramientas MWD es transmitir datos medidos en fondo del pozo a superficie, de manera que los datos puedan ser procesados. Básicamente una señal proveniente de la formación es generada en el fondo del pozo, esta señal es codificada y modulada. La telemetría inalámbrica es el proceso que permite transmitir datos desde un lugar a otro. En el caso particular de la herramienta MWD, la transmisión se efectúa desde el fondo del pozo hasta las computadoras ubicadas en superficie, esta herramienta toma registros de la dirección y la inclinación.

La transmisión del MWD se realiza a través de pulsos de presión que son enviados por medio del lodo de perforación desde la herramienta en su ubicación en el fondo hasta la superficie. El hecho de enviar información utilizando pulsos de presión es muy interesante e involucra pequeños procesos con el objetivo final de enviar datos que puedan ser leídos de forma directa en superficie.

Figura 2.39 Funcionamiento del MWD



Fuente: Funcionamiento del MWD (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Para perforar y medir en tiempo real se utiliza tres tipos de herramientas de MWD, la principal medición es la dirección e inclinación, la cual se envía a superficie en tiempo real. Adicionalmente sirve de puente para enviar señales de herramientas del LWD para la evaluación de las formaciones. Enviar información vía telemetría se puede considerar el aspecto más valioso y de mayor valor agregado del MWD. Este proceso se puede describir a través de los siguientes pasos:

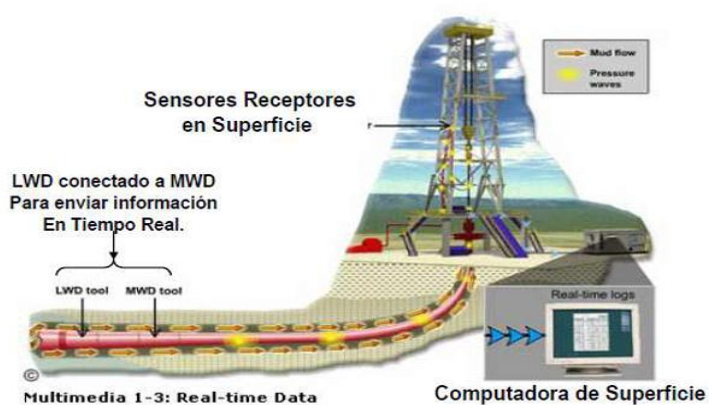
1. Medición de fondo.
2. Conversión de información.
3. Generación de señal.
4. Propagación de la señal.
5. Adquisición de datos por el sensor de superficie.
6. Demodulación de la señal.

#### 2.2.3.6.2.2.2 Tomando registros mientras perforas (Logging while drilling)

Las compañías operadoras utilizan las herramientas LWD para evaluar el valor de producción de sus yacimientos durante y después de la perforación. Es sumamente importante que la información recopilada sea precisa y de calidad.

La información recopilada por las herramientas LWD es traducida en un registro LWD. Esta representación gráfica muestra las propiedades de la formación que han sido medidas en relación con la profundidad correspondiente. Cuando se utilizan varios tipos de registros LWD en un análisis, esto se conoce como interpretación de registro. De la Interpretación de registros se puede obtener información relevante y completa de la formación como por ejemplo: Saturación de Hidrocarburos.

Figura 2.40 Tomando registros mientras perforas con una computadora en superficie



Fuente: Funcionamiento del LWD (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

Dependiendo del tipo de mediciones que se realicen podemos clasificar los servicios LWD básicos de la siguiente manera:

- ☐ Herramientas que miden Rayos Gamma Naturales.
- ☐ Herramientas que miden Resistividad de la formación.
- ☐ Herramientas que miden Porosidad y Densidad de formación.

En la actualidad existen herramientas que proporcionan una combinación de varias mediciones.

### **2.2.3.6.2.2.3 Características de las herramientas LWD**

□□ Toda herramienta LWD debe ser calibrada antes del inicio de la perforación, esta programación se debe conservar en el software que controla las computadoras de superficie. De esta manera el software en superficie puede saber qué información recibe y en que intervalo de tiempo.

□□ Las herramientas de LWD no toman registros de profundidad. La información recibida durante la perforación se realiza con respecto al tiempo.

□□ En superficie las computadoras que reciben la información proveniente del LWD, también reciben un registro proveniente del sensor de profundidad ubicado en el piso de perforación. Este último registro contiene la profundidad del pozo con respecto al tiempo.

□□ Las computadoras de superficie unen ambos registros, de esta manera se puede ver el registro del LWD con relación a la profundidad.

### **2.2.3.6.2.3 Perforación de diámetros reducidos**

La perforación de pozos de diámetro reducido ha cambiado con el tiempo. En los años 60's se definió como un agujero demasiado pequeño para introducir una tubería de revestimiento de 5 ½ pg. En los 80's se define como aquel, en el cual el 90% del agujero es perforado con una barrena de 7 pg. o menor, para la terminación de un pozo de diámetro reducido se emplean aparejos de producción menores a 4 ½ pg. El objetivo principal de la perforación de pozos de diámetro reducido es minimizar costos, reduciendo el diámetro final del pozo.

La tecnología utilizada en la perforación de pozos de diámetro reducido es empleada en diferentes áreas de la industria petrolera como:

- 1.- Pozos exploratorios
- 2.- Perforación de pozos
  - Verticales
  - Horizontales
  - Multilaterales
- 3.- Terminación de pozos
  - Sencilla
  - Doble
  - Triple

#### 4.- Operaciones de reparación

-Remociones de obstrucciones

\*Arena

\*Cemento

\*Pescados

- Limpieza de la tubería de revestimiento

#### **2.2.3.6.2.3.1 Pozos exploratorios**

Durante la perforación de pozos exploratorios al emplear la técnica de Perforación de pozos de diámetro reducido, es usual iniciar con barrenas de 8 ¾ pulgadas o menores para que sean ampliados posteriormente si el pozo resulta productivo. Esta técnica resulta muy económica debido al uso de equipos pequeños, poca área de localización, herramientas de trabajo de bajo costo tales como la tubería de perforación, barrenas y poco volumen de fluidos de perforación. Sin embargo, existe una limitante muy importante como es la potencia del equipo, la cual puede restringir la profundidad alcanzada en la perforación, más aun si la profundidad del objetivo se encuentra por debajo de los 4000 m.

#### **2.2.3.6.2.3.2 Preparación de pozos existentes (Profundización, desviación y terminaciones múltiples)**

Las técnicas de profundización se han extendido en todo el mundo partiendo de pozos existentes. Con la aplicación de la perforación de agujeros de diámetro reducido, la optimización de pozos resulta atractiva puesto que se obtiene un ahorro de 35 al 40% con respecto al costo de la perforación convencional.

#### **2.2.3.6.2.3.3 Pozos con ramificaciones (Perforación y terminación en intervalos selectivos)**

48

La técnica aplicada a la perforación de pozos desviados a partir de un pozo vertical se ha extendido en todo el mundo, esto se debe principalmente al abatimiento en los costos al aprovechar la misma infraestructura (plataforma) si es marina, en tanto que si es en tierra se aprovecha la misma localización y equipo.



Aun cuando es factible la perforación de pozos de diámetro reducido a partir de un pozo vertical o desviado, existe limitación que puede ocasionar inconvenientes si no se hace un estudio adecuado de las características del equipo y herramientas a emplear. Por ejemplo, es mucho más difícil abrir una ventana a partir de un pozo cementado que desviar un pozo en agujero descubierto. Por lo tanto, las herramientas de corte deberán ser bien seleccionadas.

Por lo anterior, es importante hacer un buen diseño tanto de la tubería de revestimiento como de la distribución de los pozos laterales.

#### Ventajas

☐ Los yacimientos pequeños pueden explotarse a menor costo de producción,

#### Reparación de pozos existentes

☐ Reducción en los costos de reparación

☐ Menos costo de recuperación secundaria

☐ Disponibilidad del equipo

#### Desventajas:

☐ Restricción de la producción

☐ Corrosión de la tubería de perforación

☐ No se puede efectuar fracturamiento con alto gasto

☐ No se puede profundizar debajo de la tubería de revestimiento cementada

☐ Trabajos de cementación difíciles cuando se tienen terminaciones múltiples

☐ Problemas con presencia de arena

#### **2.2.3.6.2.3.4 Técnicas de perforación de pozos de diámetro reducido**

Actualmente existen diferentes sistemas que se pueden aplicar a la perforación de pozos de diámetro reducido: rotatorio, motor de fondo y de muestreo continuo; aunque en algunas ocasiones estas técnicas se combinan para optimizar los resultados de avance y abatir los costos desde un 40 al 70%. Este ahorro se debe principalmente al empleo de quipos más pequeños, ritmos de penetración altos, tuberías de revestimiento de bajo costo, etc.

#### 2.2.3.6.2.4 Perforación con tubería flexible (Coiled Tubing Drilling)

Por sus siglas en inglés CTD tiene una historia bastante extensa y recibió gran propaganda en la década de 90's hasta la fecha, la perforación con tubería flexible se sigue considerando una tecnología inmadura. Las razones para esto son muchas, que van desde la falta de comprensión de la tecnología con tubería flexible, aplicación incorrecta, hasta exagerar las expectativas. Las ventajas de los servicios con tubería flexible incluyen pequeño tamaño, gran movilidad y operaciones rápidas, las ventajas antes mencionadas se cumplen para trabajos convencionales con tubería flexible donde la perforación es de poca profundidad y el control direccional no es necesario; así como el agujero se puede dejar sin entubar.

Las operaciones de perforación complejas habitualmente requieren equipos de manipulación de tubería, manejo de BHA's largos, tubería flexible de gran diámetro, preventores (BOP's) y equipo de manejo de fluidos para limpieza de tubería, que no se requiere habitualmente para los servicios convencionales con tubería flexible.

Las aplicaciones más comunes de tubería flexible para la perforación direccional son las re-entradas (a menudo a través de la tubería de producción del pozo existente). La tubería flexible se utiliza para perforar tramos cortos, limpiar la zona deseada y se utiliza para ejecutar cualquier terminación requerida.

Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de la perforación con tubería flexible

Ventajas de la perforación con tubería flexible	Desventajas de la perforación con tubería flexible
<ul style="list-style-type: none"><li>- Permite perforar bajo balance (UBD)</li><li>- Contiene totalmente la presión</li><li>- Tamaño recudido y mayor movilidad</li><li>- Tiempos más rápidos</li><li>- Menos personal de servicio</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Imposibilidad de girar</li><li>- Límite de vida de los fluidos de perforación</li><li>- Poca disponibilidad de equipo y de experiencia</li></ul>

Fuente: Ventajas y desventajas de la perforación con tubería flexible (Jiménez, Rodríguez y Santamaría; 2013)

#### 2.2.3.6.2.5 Algunas herramientas y procedimientos

2.2.3.6.2.5.1 Herramientas.- Existen una serie de Herramientas necesarias para poder hacer un hoyo desviado, las cuales clasificaremos de la siguiente manera:

- Herramientas deflectoras.- Aquellas que se encargan de dirigir el hoyo en el sentido planificado y predeterminado.

- Herramientas de medición.- Aquellas necesarias para predeterminar la dirección e inclinación del pozo, así como la posición de la cara de la herramienta.
- Herramientas auxiliares.- Aquellas que forman parte de la sarta de perforación y en la cual su utilidad y posición en la misma variará dependiendo del uso durante la perforación del pozo.

#### 2.2.3.6.2.5.2 Procedimientos

Existen cuatro procedimientos para estos tipos de pozos, los cuales difieren de la forma de construcción del Ángulo máximo del objetivo, a saber:

2.2.3.6.2.5.2.1 Arme del ensamble direccional.- La compañía de Servicios de Perforación Direccional es la encargada de armar el BHA direccional, posicionando cada una de las herramientas de acuerdo a su funcionalidad y al servicio solicitado. Para este paso, los técnicos de la Compañía de Servicios Direccionales hacen primero una charla de seguridad indicando al personal mantenerse alejado del área de la planchada mientras van armando e instalando las fuentes radioactivas que permitirán el registro de cada uno de los parámetros, gamma ray por ejemplo.

Para el hoyo intermedio, por lo general en los pozos del sur de Monagas, el BHA direccional se arma comenzando con una mecha bicéntrica de 8-3/8" x 9-1/2" , seguida de un motor de fondo, el LWD y el MFR portador de la herramienta MWD, y las herramientas IDS, NDT. Se prueba la señal de los registros en superficie, antes de ser bajados y se calibran los sensores.

La perforación en esta fase requiere un torque de 4500 a 7000 libras por pie (en algunas fases el torque puede llegar a 10.000 libras por pie). En cuanto a las revoluciones por minuto, para el motor de fondo se requieren 126 -140 RPM y para el motor de superficie 45 - 60 RPM. El primero depende del galonaje para el cual cada motor de fondo tiene un factor que permite estimar las revoluciones por minuto de acuerdo a los galones que se bombean en el mismo tiempo.

2.2.3.6.2.5.2.2 Corridas de giro.- Esta herramienta permite corroborar la información suministrada para la empresa de Servicios de Perforación Direccional. Este constituye un sistema Giroscopico de Navegación para generar survey's de la tasa giroscópica basada en una tecnología de orientación inercial que no es afectada por la interferencia magnética, ya que toma como referencia al Polo Norte verdadero, proveyendo a la industria un significado más preciso de la orientación y prospección del pozo. Estas corridas permiten realizar:

- Generación de Surveys mediante los registros single Shot y Multi Shot en revestidores, tubería de perforación ya sea en modo eléctrico o mediante el uso de batería.

- Permite encontrar la orientación direccional de los motores de perforación y otras herramientas en el pozo.
- Mediciones de dirección de manera alámbrica e inalámbrica para la tasa giroscópica mientras se esta perforando.

2.2.3.6.2.5.2.3 Corridas de tubería.- Durante la perforación de hoyos direccionales y horizontales es sumamente importante que el perforador lleve controlado en una hoja los viajes los diferentes parámetros para cerciorarse de que el pozo este llene y no haya pérdidas de volumen. Estos volúmenes pueden ser medidos mediante el tanque de viaje.

La tubería a menudo tiene que ser probada de manera que pueda comprobarse su resistencia durante la perforación y de esta forma evitar problemas como estallido, pegas, etc.

Otro punto importante a tomar en cuenta es el drift (en ingles: desviación) de la tubería, que no es más que la calibración interna de la tubería que permite garantizar su diámetro interno. De esta forma el drift de la tubería vendría siendo el diámetro óptimo interno de la tubería.

2.2.3.6.2.5.2.4 Perforación de shoe tracks.- Se conoce como shoe Track el espacio comprendido entre la zapata flotadora y el cuello flotador, enroscados respectivamente en la parte inferior del primer y segundo revestidor que se baja durante el revestimiento de un hoyo, sea el de superficie o el intermedio. La función del shoe track es asegurar que la zapata esté rodeada de cemento de alta calidad y evitar la contaminación de cemento más allá del tope .

Este espacio generalmente esta cubierto de cemento antes de comenzar a perforar en él. A pesar de que ya se debería comenzar a perforar en este tramo con el BHA del Hoyo Intermedio, para el caso de un shoe track en la fase del revestidor de 9-5/8", para romper el cemento existente se debe perforar con mecha tricónica de 8-1/2". Con esta sarta se baja a través del shoe track hasta romper zapata dejando algunos pies mas de profundidad (10 pies aproximadamente).

2.2.3.6.2.5.2.5 Técnicas en hoyos direccionados.- Durante la perforación en hoyos direccionales y horizontales se pueden emplear diversas técnicas más para ir construyendo el hoyo del pozo. Primeramente la Rotación permite perforar el hoyo por la energía proporcionada en la mecha al girar contra la formación. El Deslizaje, o Sliding en inglés, es una técnica que permite ir direccionando la sarta sin que la mecha este rotando, de manera que permita crear ángulo o direccionar la sarta de perforación según el plan del Pozo. Ello es posible por la herramienta Bent Housing del BHA, por la cual se construye y controla el ángulo correcto, posicionando la mecha en la dirección deseada.

2.2.3.6.2.5.2.6 Prácticas operacionales.- Durante la perforación de hoyos direccionales se pueden poner en práctica otras técnicas según lo requiera la situación en la que se encuentre el pozo. Una de las más comunes es el BACK REAMING o repaso que se hace rotando la mecha para asegurar la estabilidad del hoyo y evitar que el mismo se cierre una vez que se haya sacado la tubería. De esta forma se va repasando en el hoyo ya perforado circulando. Este procedimiento también permite volver a agrandar el hoyo para la instalación de revestidores, tubos lisos, rejillas, etc., evitando de esta forma apoyos de tubería.

Otra práctica operacional es el POOH (Pull out of Hole: Salir del Hoyo), también abreviada en español como STH (sacar tubería del Hoyo). En Pozos direccionales generalmente este proceso se realiza con backreaming y con parámetros específicos de torque, revoluciones por minuto y galonaje. Existe la prueba de Flow Check o Verificación de Flujo, que asegura la estabilidad de las condiciones de un tapón, válvula o dispositivo de control de flujo, observando los niveles de fluido estable.

2.2.3.6.2.5.2.7 Evaluación de brocas.- Antes y después del empleo de una mecha, es necesario que un operador de la empresa proveedora de la mecha este presente para evaluar la mecha e indicar mediante un código IADC los resultados de su evaluación. Los mismos comprenden una serie de números y letras que permiten en cuatro ítems diagnosticar el estado de la mecha, indicando si es nueva, si tiene la mitad de su tiempo de uso, el estado de sus sellos o si está totalmente perdida.

### 2.2.3.6.3 Clasificación practica de las herramientas

#### 2.2.3.6.3.1 Herramientas deflectoras o desviadoras

2.2.3.6.3.1.1 Cuchara recuperable.- Se utiliza para iniciar el cambio de inclinación y dirección de un hoyo. Generalmente, para perforar al lado de tapones de cemento o cuando se requiere salirse lateralmente del hoyo.

Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar la sarta de perforación. Además posee una punta de cincel en el extremo para evitar cualquier giro de la herramienta y anexo de un tubo portamecha (drillcollar) en el tope a fin de rescatar la herramienta.

2.2.3.6.3.1.2 Cuchara permanente.- Este tipo de herramienta queda permanente en el pozo, sirviendo de guía a cualquier trabajo requerido en él. Su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción o colapso de un revestidor.

2.2.3.6.3.1.3 Junta articulada.- Herramienta utilizada en el pasado reciente para iniciar la desviación del pozo, sin necesidad del uso de una cuchara. Esta herramienta puede perforar un ángulo con relación del eje de la sarta, lo cual nos daría una separación del eje vertical. Una de sus desventajas principal, es que no permite realizar algún tipo de orientación durante la perforación. Actualmente, esta herramienta ha sido sustituida por una camisa desviada (benthousing).

2.2.3.6.3.1.4 Turbina de fondo.- Recia unidad axial de multi-etapa, la cual permite crear transmisión de potencia o torquee la mecha o broca. Esto permite que la misma gire sin tener movimiento la sarta de perforación, su comportamiento es similar al motor de desplazamiento positivo □ El fluido de perforación pasa y choca internamente, haciendo que se cree una alta velocidad de rotación, mayor inclusive que la del motor de desplazamiento positivo.

Utilizado en formaciones de tendencia semiduras a duras, la cual requiere en algunos casos mechas o broca con un mecanismo de corte por abrasión o fricción, para lo cual se requiere de alta rotación. En ambos casos (motor de desplazamiento positivo o turbina de fondo), se necesita tener una junta desviada de su eje axial o una camisa desviada, que permita crear el ángulo de inclinación inicial y orientar el hoyo al objetivo planificado.

2.2.3.6.3.1.5 Motor de desplazamiento positivo.- Motor helicoidal de dos o más etapas , que consta adicionalmente con una válvula de descarga, un conjunto de bielas, cojinetes y ejes. Posee una cavidad en forma de espiral forrada en caucho, conocida como estator y una sección transversal helicoidal conocido como rotor. El fluido de perforación entra en la cavidad espiral y hace que el rotor se desplace y gire, generando una fuerza de torsión que se trasmite a la mecha.

Una de las características importante al momento de seleccionar un motor de fondo, es decidir que se desea obtener de él, si más RPM ó mayor potencia. Esto dependerá de las características de la formación que se desea atravesar, esta información es de sumo interés para el Ingeniero de Diseño del Motor. La regla universal nos dice que: a mayor relación de Lobe Rotor/Estator mayor Potencia o Torque(lbs-pies) y menor revoluciones por minuto (RPM). En caso contrario, a menor relación de Lobe entre el Rotor /Estator menor Potencia o Torque, pero mayor revoluciones por minuto (RPM).

#### 2.2.3.6.3.2 Herramientas de medición

2.2.3.6.3.2.1 Tocto o péndulo invertido.- Uno de los instrumentos de medición más elementales y sencillo existentes, con el cual se logra obtener única y exclusivamente la inclinación o desviación del hoyo. De uso común en pozos verticales. El mismo consta de tres partes principales: Péndulo: En posición invertida que descansa sobre un fulcro de zafiro, a fin de permanecer en posición vertical. En su punta superior está conformado por una aguja con punta de acero.

2.2.3.6.3.2.2 Disco.- Marcado con círculos concéntricos, los cuales representan los grados de inclinación o desviación del hoyo.

2.2.3.6.3.2.3 Mecanismo de tiempo (timer).- Reloj preparado y activado que permite que el instrumento pueda llegar al lugar donde se desee tomar la lectura de inclinación. Un breve lapso de margen dará tiempo para que el péndulo este en posición de descanso al tomar la lectura.

2.2.3.6.3.2.4 Single shot (registro de toma sencilla).- Herramienta de toma sencilla, la cual se usa para registrar simultáneamente la dirección magnética del rumbo del pozo sin entubar y la inclinación con relación a la vertical. Usualmente es bajado con guaya, aunque puede ser lanzado dentro de la tubería.

Dado que es una lectura magnética, requiere instalarse dentro de una barra que proteja cualquier interferencia magnética, esta barra es conocida como K-Monelo simplemente Monel. De uso común en pozos verticales, en la cual su utilización forma parte del programa de perforación como un medio para constatar la trayectoria del pozo y hacer los correctivos que se requieran.

2.2.3.6.3.2.5 Multi shot (tomas múltiples).- Herramienta que determina la dirección e inclinación del pozo a diferentes profundidades. Debe utilizarse dentro de una barra monel. Ideal para comprobar las lecturas de los single shoty poder hacer las correcciones de la trayectoria a tiempo□El tiempo debe ser programado, a fin que durante un viaje con la tubería a la superficie, puede tomarse varias lecturas y conocer las distintas posiciones de la trayectoria del pozo.□Al igual que el Single Shot, la posición del plato receptor donde anclará la herramienta debe ser diseñado de acuerdo a la zona donde se perfora el pozo en cuestión, pudiendo en algunos casos utilizarse más de 30 pies de barra monel.

2.2.3.6.3.2.6 Giroscopio.- Herramienta versátil de toma sencilla y múltiple, que permite de una manera segura obtener la dirección e inclinación del pozo. Sus lecturas de dirección no tienen interferencia por presencia de metales cercanos a ella.

La variabilidad de su uso la hace ser una de las más ventajosas de las herramientas de medición y sus aplicaciones pudiesen ser:

- Tomas sencillas y múltiples dentro de las sarta de perforación o de revestimiento.
- Operaciones con wireline. Tomas o registros en pozos horizontales.
- Orientación de núcleos continuos.

2.2.3.6.4.2.7 Inclínómetro.- es una herramienta especial de medición que se coloca más cerca de la broca que un MWD, y por eso da registros más exactos. Se coloca entre la broca y el motor de fondo.

#### 2.2.3.6.4.3 Herramientas auxiliares

2.2.3.6.4.3.1 Estabilizadores.- Herramienta que tiene como función principal evitar el acercamiento de la sarta de perforación a las paredes del hoyo. Asimismo evitar perforar un hoyo en forma escalonada. Existen varios tipos de estabilizadores de acuerdo al uso que se requiera.

En perforación direccional, los estabilizadores distribuidos en la sarta de perforación en posiciones específicas con respecto a la mecha o broca, permite el control de la desviación para aumentar, mantener y disminuir el ángulo de inclinación del pozo.

2.2.3.6.4.3.2 Martillo.- Herramienta que se coloca en la sarta de perforación, para ser utilizada solamente en caso de un pegamento de tubería. Existen actualmente en el mercado gran variedad de diseños para ser utilizados inclusive en la perforación direccional. Puede ser mecánicos, hidráulicos e hidromecánicos. Pueden permanecer en el hoyo un largo período de tiempo. Disponibles en diferentes diámetros. Su calibración puede ser modificada.

### 2.2.4 Curvas de declinación de producción

Son curvas que utilizan datos de producción para luego estimar un patrón matemático de declinación de la producción y así poder hacer proyecciones de cómo será la producción a futuro.

El estudio de estas curvas inició en 1908, pero luego de varias investigaciones fue en 1945 que se publica un documento en donde se hacen las demostraciones y las relaciones matemáticas para las curvas de declinación de producción, estas relaciones estaban escritas en base a la producción y el tiempo, de donde se obtenían la declinación a diferentes tiempos para cada tipo de curvas que en total fueron cuatro grupos:

- Declinación exponencial
- Declinación hiperbólica
- Declinación armónica
- Razón de declinación



Las tres primeras son de uso muy común incluso hoy en la industria, mientras que el cuarto tipo no se le encuentra mucho propósito práctico ya que es muy similar a la exponencial. Posteriormente se han realizado nuevos estudios y publicaciones acerca del tema.

En este estudio utilizaremos la declinación hiperbólica y sus respectivas fórmulas.

#### 2.2.4.1 Las Ecuaciones Empíricas de Arps

Arps aplicó un tratamiento matemático para unir los conceptos de los cálculos volumétricos, el balance de materia y la simulación de yacimientos para unificar la teoría en las características de gasto-tiempo-producción acumulada de CD (Arps, 1945, 1956).

En el planteamiento siguiente explicado por Poston y Poe (Poston y Poe, 2008) se expresa la variación del gasto con respecto al tiempo en términos de una tasa de declinación,  $D$ , se presenta la forma general de la ecuación. La inclusión del signo negativo convierte el valor negativo de la derivada del gasto con respecto al tiempo en una expresión positiva.

$$D = - \frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

Con base en las propiedades de la derivada, se puede expresar la ecuación anterior en su forma diferencial:

$$D = - \frac{d(\ln q)}{dt}$$

Esta tasa de declinación,  $D$ , no es constante, sino que varía a través del tiempo. Esta variación se puede expresar a través del exponente  $b$  como el cambio-tiempo-gasto del recíproco de la tasa de declinación; o como la segunda derivada de la variación de la producción con respecto al tiempo (SPEE, 2002).

$$b = \frac{d\left(\frac{1}{D}\right)}{dt} = \text{constante}$$

La ecuación 2.4 muestra la primera derivada de la ecuación 2.1

$$b = - \frac{d}{dt} \left( \frac{q}{\frac{dq}{dt}} \right) = \text{constante}$$

Poston y Joe (Poston y Joe, 2008) indican que el exponente  $b$  debe permanecer constante a medida que el gasto declina, de un valor inicial a un valor distinto. Sin embargo, en muchos ejemplos, los cambios en condiciones operativas provocan que estos valores cambien durante la vida del yacimiento. Esta variación a menudo requiere que se divida la historia del pozo en una serie de segmentos productores, con cada segmento representando un lapso de tiempo en común o valor del exponente.

Una de las incógnitas que puede modificar la manera de predecir la producción, e inclusive estas mismas ecuaciones, podría ser la variabilidad con respecto a algún parámetro la cual posteriormente se cuestionará con detalle.

$$D = \frac{D_i}{1+bD_i t}$$

Sustituyendo en la ecuación 2.2 resulta en lo siguiente:

$$-\frac{d(\ln q)}{dt} = \frac{D_i}{1+bD_i t}$$

Se deberían considerar dos casos para el término exponencial. Estos casos son cuando  $b$  es igual a cero y cuando  $b$  no es igual a cero.

**Cuando  $b = 0$** , la ecuación 2.5 se reduce a la igualdad  $D=D_i$ . No existe una declinación del gasto con respecto al tiempo, porque el valor permanece constante. Esta suposición reemplaza la teóricamente correcta  $D_i$  con  $D$  debido a la identidad  $D = D_i$ . La ecuación siguiente se reduce a la siguiente forma para el caso de la tasa de declinación constante:

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt}$$

Integrando la ecuación anterior sobre el rango de 0 a  $t$  se desarrolla la siguiente ecuación:

$$q_2 = q_1 e^{-bt}$$

Esta ecuación sencilla es la ecuación del gasto en función del tiempo del modelo exponencial muy usado en la industria, mismo que se puede reescribir de la manera siguiente general:

Donde  $q_0$  es el gasto considerado como el primero al iniciarse la etapa de declinación. **Cuando  $b \neq 0$** , se puede integrar la ecuación 2.6 sobre el rango de 0 a  $t$  y se puede incluir la definición para los resultados iniciales del gasto de producción definiendo la ecuación de la en la forma siguiente:

$$q_2 = \frac{q_1}{(1 + bD_1t)^{\frac{1}{b}}}$$

Se obtiene como resultado la relación gasto declinación del gasto que se muestra en la ecuación

$$D = - \frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = Di \left( \frac{q}{q_i} \right)^b$$

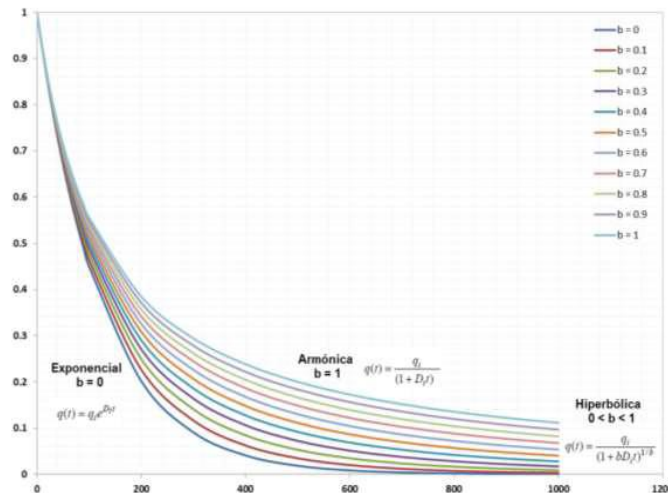
Esta ecuación también es válida para el caso de la declinación constante.

#### 2.2.4.2 Curvas de declinación

Las curvas exponencial, hiperbólica y armónica se grafican en escalas cartesianas (rectangular) y semi logarítmica para ilustrar tres ejemplos de relaciones de línea recta.

(Poston y Joe, 2008). Como las funciones lineales son fáciles de manipular matemáticamente o gráficamente, se puede estimar el comportamiento futuro si asumimos que la tendencia de la producción permanece lineal durante la vida remanente del pozo o yacimiento.

Figura 2.41 Curvas de declinación del gasto ( $q$ ) contra tiempo ( $t$ ) en escala cartesiana



Fuente: (Castellanos Páez, 2015)

Las formas de cada una de las curvas ayudan a identificar el tipo de declinación de un pozo (**Figura 2.1**) y, si la tendencia es lineal, a extrapolar la tendencia gráfica o matemáticamente a algún tiempo futuro. Sin embargo, es muy importante tener en cuenta que el ACD se debe basar en cuatro condiciones importantes (Lee y Wattenbarger, 1996), aunque prácticamente no son tomadas en cuenta:

1. En cualquiera de las ecuaciones que se esté utilizando, se asume que el gasto de hidrocarburos produce a una presión de fondo constante. Si esta presión cambia, el comportamiento de la declinación también lo hará.
2. Se asume que la producción está en un área de drene constante con frontera externa cerrada. Si el área de drene cambia, el comportamiento de la declinación también lo hará.
3. La ecuación asume que el pozo o yacimiento analizado tiene una permeabilidad y un factor de daño constantes. Si la permeabilidad decrecimiento a medida que la presión de poro disminuye, o si un factor de daño cambia debido a una estimulación u operación que cause daño, el comportamiento de la declinación también lo hará.
4. El ACD de Arps sólo se debe aplicar a datos de flujo dominado por frontera si se desea predecir el comportamiento futuro. Si la información con la que se realice un ajuste se encuentra es estado transitorio, no hay base para poder predecir un comportamiento a largo plazo. Esto porque hasta que todas las fronteras del área de drene (o del yacimiento) hayan influenciado las características de la Producción y la declinación inicie, las predicciones a largo plazo son incorrectas.

Tabla 2.4 Ecuaciones de las diversas declinaciones de producción

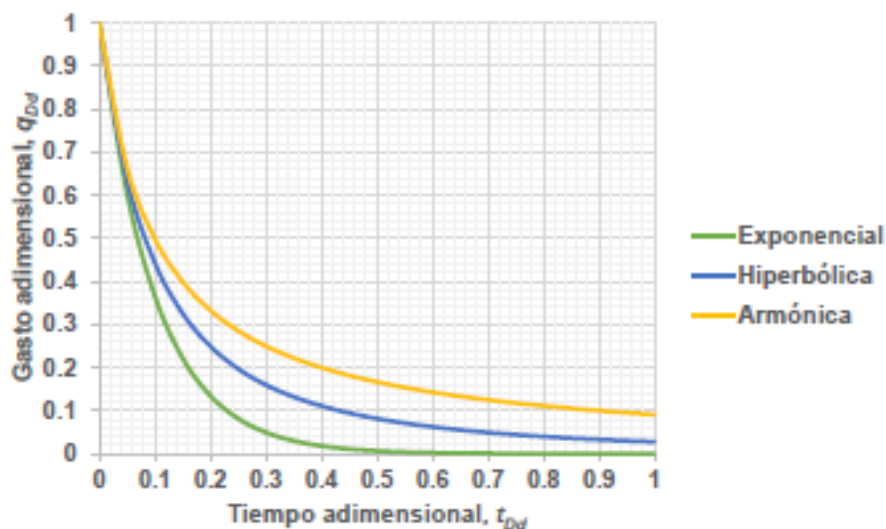
	Tasa de declinación.	Gasto de producción, $q$	Tiempo transcurrido, $t$	Producción acumulada, $N_p$
Exponencial $b=0$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t}$	$q_1 e^{-Dt}$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{D}$	$\frac{q_1 - q_2}{D}$
Hiperbólica $0 < b < 1$	$\frac{D_1}{D_2} = \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^b$	$\frac{q_1}{(1 + b D_1 t)^{1/b}}$	$\frac{\left(\frac{q_1}{q_2}\right) - 1}{b D_1}$	$\frac{q_1}{D_1(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^{1-b}\right]$
Armónica $b=1$	$\frac{D_1}{D_2} = \frac{q_1}{q_2}$	$\frac{q_1}{1 + D_1 t}$	$\frac{q_1 - q_2}{D_1 q_2}$	$\frac{q_1}{D_1} \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)$
Adimensional		$q_{Dd} = \frac{q_2}{q_1}$	$t_{Dd} = D_1 t$	$N_{pDd} = \frac{N_p}{q_1/D_1}$

### 2.2.4.2.1 Declinación exponencial.

Johnson y Bollens (1927) asumieron que cuando la tasa de declinación inicial,  $Di$ , es constante se presenta una declinación exponencial. Arps (1945) definió la existencia de una declinación exponencial cuando la disminución en el gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción, lo cual resulta en una línea recta en una presentación semilog de gasto-tiempo.

La curva de declinación de producción exponencial también se puede mencionar como declinación geométrica o semilog. La tabla 2.4 compara las formas generales de las curvas de Arps para diferentes valores de  $b$ . La figura indica una gráfica de producción gasto-tiempo en escala cartesiana, generalmente forma una curva cóncava y con tendencia a crecer.

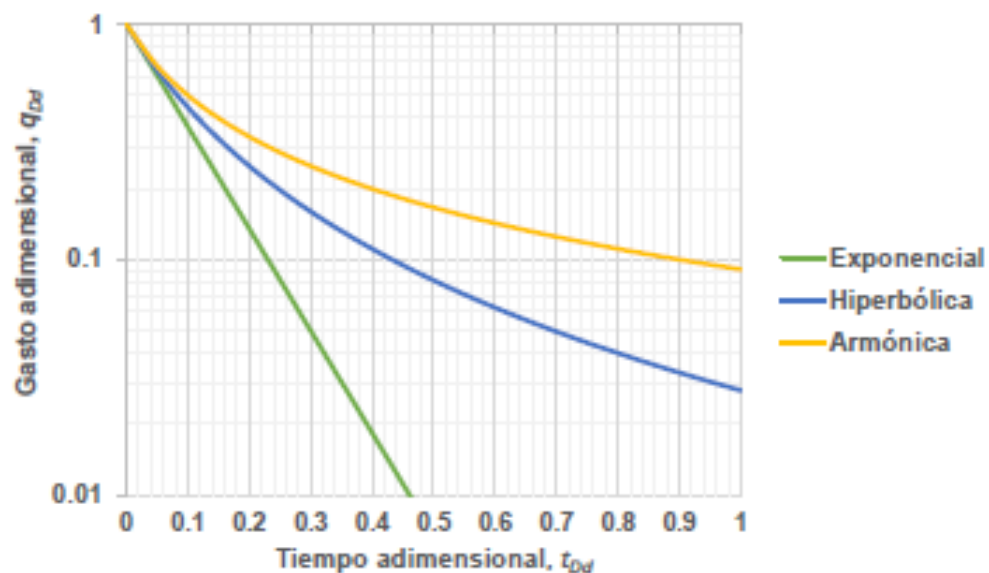
Figura 2.42 Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala cartesiana



Por otro lado, en la Figura 2.43 se observa que el comportamiento lineal de la gráfica de la producción acumulada contra gasto de producción de la declinación exponencial permite que la predicción del comportamiento futuro tenga un grado mayor de precisión.

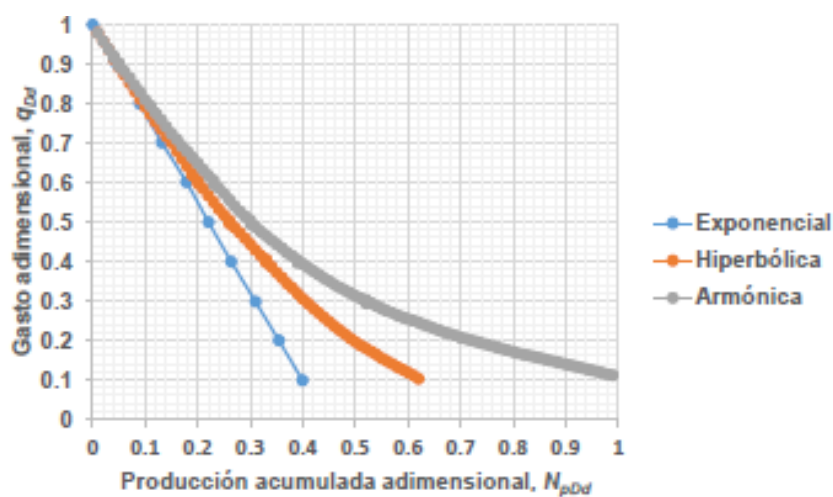
La imagen 2.43 muestra a la curva de declinación exponencial como una línea recta en una gráfica gasto-tiempo semilog. Las propiedades de una línea recta de la curva exponencial se observan cuando se grafica el gasto en escala logarítmica y el tiempo en escala rectangular. Las declinaciones armónica e hiperbólica permanecen con curvatura.

Figura 2.43 Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala semilog



Por otro lado, en la Figura 2.44 se observa que el comportamiento lineal de la gráfica de la producción acumulada contra gasto de producción de la declinación exponencial permite que la predicción del comportamiento futuro tenga un grado mayor de precisión

Figura 2.44 Producción acumulada adimensional ( $N_{pDd}$ ) contra gasto de producción ( $q_{Dd}$ )



Arps (1945) y, en lo particular, Brons (1963), reconocen que una curva de declinación exponencial refleja el agotamiento de un yacimiento cerrado, para condiciones en que la compresibilidad es constante. Los yacimientos con relaciones gas-aceite de moderadas a bajas y

yacimientos de gas a alta presión, son esencialmente ejemplos de los sistemas de compresibilidad constante. Después, los trabajos de Cox (1978) y Fetkovich (1980) relacionan la declinación exponencial a la solución de la ecuación de difusión para un yacimiento cerrado, produciendo a una presión de fondo fluyente constante. Este desarrollo teórico verificó las observaciones iniciales de Arps (1945) y de Brons (1963).

La declinación exponencial, se dice, es el comportamiento más mostrado de la declinación de un yacimiento convencional. Nind (1981) explica y detalla el procedimiento por el cual se obtiene la declinación exponencial.

#### **2.2.4.2.2 Declinación hiperbólica.**

En la década de los 80's se inició la aplicación de la declinación hiperbólica a los pozos de gas en rocas con permeabilidad baja, encontrándose que los resultados obtenidos no eran satisfactorios (Maley, 1985). En este sentido, las aplicaciones a gas no- convencional ampliaron el problema, como se reporta frecuentemente en la literatura (Spivey et al., 2001; Rushing et al., 2007; Cheng et al. 2008; Ilk, 2008).

Pero, una de las observaciones al usar la declinación hiperbólica en modelos analíticos y simuladores de yacimientos, es que se requiere que el flujo del pozo de este bajo el efecto de la frontera externa cerrada dominado por fronteras, es necesario para hacer una extrapolación significativa, que es la misma consideración que aplica para la declinación exponencial. Esta observación, no se presenta en los yacimientos no convencionales.

#### **2.2.4.2.3. Declinación armónica**

Esta solución es más sencilla que la hiperbólica respecto el procedimiento para analizar la curva general de la declinación hiperbólica, debido a que el gasto inicial de producción y los coeficientes de declinación de gasto intervienen los coeficientes de la ecuación. El exponente permanece constante en  $b=1$ .

#### **2.2.4.2.4 Grupos adimensionales.**

Los grupos siguientes adimensionales de tiempo, gasto, y producción acumulada se definen en la Tabla. Estos grupos adimensionales son aplicados para representar el comportamiento de los parámetros de la declinación independientemente de sus valores.

El gasto adimensional se define como un gasto posterior al inicial dividido por el inicial:

$$q_{vd} = \frac{q_2}{q_1}$$

El tiempo adimensional se puede definir por medio de la tasa de declinación continua, cuyas dimensiones son de 1/tiempo, multiplicado por el tiempo real:

$$t_{vd} = D_i t$$

Multiplicando la producción acumulada por la relación de la tasa y el gasto de producción, se define la producción acumulada adimensional en la forma siguiente:

$$N_{pvd} = \frac{D_i Q_p}{q_i}$$

#### 2.2.4.3 Limitaciones de las ecuaciones de Arps

Teóricamente, el exponente  $b$  incluido en la ecuación generalizada gasto-tiempo (Ec.2.9) puede variar de una manera positiva o negativa. Esta ecuación revierte la forma exponencial de la ecuación 2.8, cuando  $b=0$ . El desarrollo siguiente demuestra que las ecuaciones de Arps son apropiadas sólo dentro del rango  $0 \leq b < 1$ . Cabe aclarar que la curva armónica no encaja en esta definición. (Poston y Joe, 2008).

La ecuación de producción acumulada hiperbólica, queda de la manera siguiente, porque el valor  $(1 - b)$  es siempre mayor que 0 para este caso:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[ 1 - \frac{1}{(1+bD_i)^{\frac{1-b}{b}}} \right]$$

Esta ecuación sugiere que la producción se extiende a un tiempo infinito; por tanto, la producción acumulada también es infinita. Los yacimientos ilimitados son una imposibilidad física, aunque se desee encontrarlos en algún lugar del universo. Bajo esta premisa se muestra por qué el exponente  $b$  no puede ser mayor que 1, porque jamás se podrían hallar condiciones de “no-frontera”.

Una contradicción física similar se encuentra cuando la idea de tiempo infinito se aplica a la ecuación de la producción acumulada armónica. Ocasionalmente, hay casos en los que  $b > 1$ . Algunas de las razones de estos casos, son las siguientes:

- La interpretación de la tendencia de 19os datos de producción es incorrecta, y un valor distinto de  $b$  (menor a 1) ajustaría mejor la información.



- La información aún está en flujo transitorio y no ha alcanzado el flujo dominado por la frontera.
- Gentry y McGray (1978), usaron simulación numérica mostrando que la estratificación en los yacimientos puede causar valores de  $b > 1$ .
- Bailey (1982) mostró que algunos pozos de gas fracturados muestran valores de  $b > 1$ , en algunos casos hasta de 3.5.

Estos estudios muestran que el exponente de declinación debe variar en el rango  $0 \leq b < 1$  para aplicarse a las curvas de Arps en un sentido práctico. El caso armónico debe usarse cautelosamente, porque una extrapolación a futuro resulta en una estimación de recuperación acumulada sobreestimada.

## **2.3 GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS**

Ahora vamos a ver un glosario de términos que se utilizarán en el desarrollo de la hipótesis y en los cálculos del marco metodológico básicos para comprensión global del presente estudio.

### **2.3.1 Sísmica**

Técnica muy usada en la primera etapa de la industria de hidrocarburos que consiste en enviar ondas de sonido al subsuelo a través de herramientas especiales, estas ondas al entrar en contacto con los diversos estratos rebotan hacia superficie pudiéndose “leer” estas ondas al llegar a superficie, lo que permite conocer la profundidad y textura de los estratos.

### **2.3.2 Sedimentos fluvio deltaicos**

Se dice de los sedimentos y clastos que son transportados gracias a la acción de ríos, depositándose principalmente en la desembocadura de este, formando un delta en su encuentro con el mar.

### **2.3.3 Cores**

Dícese de los trozos de roca del subsuelo que son extraídos durante la perforación, y los cuales sirven para analizar tanto las propiedades petrofísicas de la roca misma como las propiedades de los fluidos contenidos.

### **2.3.4 KOP (kick off point)**

En una perforación lateral dícese del punto de máxima profundidad perforado verticalmente a partir del cual empieza a desviarse angularmente el pozo buscando el intervalo deseado. Kick off point traducido literalmente al español significa “punto de patada”.

### **2.3.5 Radio de acreaje**

Es el área preestablecida desde superficie en la que nuestro pozo producirá desde el subsuelo, se calcula principalmente tomando en cuenta la profundidad del yacimiento.

### **2.3.6 Cálculo volumétrico o método volumétrico**

Es el cálculo de la cantidad de hidrocarburos que pueden haber en el subsuelo en un intervalo seleccionado, usando un cálculo matemático simple y las características de la roca obtenidas en los cores.

### **2.3.7 BOPD**

En inglés “Barrels oil per day” y en español: barriles de petróleo por día. Es el caudal de producción de un pozo determinado.

### **2.3.8 VAN**

Valor actual neto, en inglés VNA. Dícese de las ganancias sumadas a lo largo de la vida productiva de un proyecto (en este caso un pozo petrolero) restándole a esa suma la inversión inicial. Cabe mencionar que las ganancias deben “actualizarse” usando una tasa de interés que prevé la devaluación del dinero a futuro. Entonces sumando las ganancias actualizadas menos la inversión inicial nos dará el VAN que es la ganancia neta final.

### **2.3.9 Tiempo de pago (pay out)**

Como su nombre dice, es el tiempo de pago para que las ganancias de un proyecto alcancen la misma cifra que la inversión inicial. A partir de ese punto hacia futuro el proyecto generará solo ganancias.

### **2.3.10 TIR**

Tasa interna de retorno. Es la tasa en la cual nuestro proyecto produciría una ganancia y una pérdida igual a cero (0), es decir que las ganancias serían exactamente iguales al monto de la inversión. Entonces podemos decir que si la tasa de interés es mayor que el TIR el proyecto se descarta porque producirá pérdidas, y si la tasa es menor entonces el proyecto es rentable.

## **2.4 MARCO REFERENCIAL**

Ver referencias bibliográficas, el capítulo 4 de la presente tesis.

## **2.5 HIPÓTESIS**

### **2.5.3 Hipótesis general**

Según los datos teóricos y características de la zona la hipótesis general es que utilizando la técnica de la perforación multilateral, a diferencia de solamente vertical, se van a incrementar las reservas de los pozos en los yacimientos de baja permeabilidad en el Nor Oeste del Perú.

### **2.5.4 Hipótesis específicas**

- Buscar promover la inversión tanto privada como pública usando la perforación lateral como alternativa a la vertical en la zona del Nor Oeste del Perú, ya que se demostró su rentabilidad.
- Incrementar el FR, y por ende las reservas de petróleo.
- Desarrollar un plan de extracción a largo plazo, según los años que dure la curva de declinación.
- Que las autoridades y los jóvenes tomen consciencia de las riquezas aún aprovechables con responsabilidad, y apliquen nuevas tecnologías.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 ENFOQUE Y DISEÑO**

El diseño de nuestra investigación es básicamente una comparación entre la producción que tendríamos en un pozo vertical versus un pozo lateral. Ambos calculados en el mismo intervalo productor seleccionado, específicamente en la formación Mogollón ubicada en el Nor Oeste del Perú, la cual cumple con el título original de este estudio.

Se diseñó un esquema de procedimientos paso a paso en el cual se calculó primero la producción de un pozo vertical a la formación dada, luego la producción que tendría el mismo pozo en el mismo intervalo seleccionado pero ahora utilizando la perforación lateral.

##### **3.1.1 Objetivo**

Es comprobar que; de acuerdo a las características tanto geológicas de los yacimientos, como las características de los fluidos de la zona; utilizar la perforación lateral en el Nor Oeste del Perú sería más rentable y provecho que la perforación vertical simple.

##### **3.1.2 Datos indispensables previos**

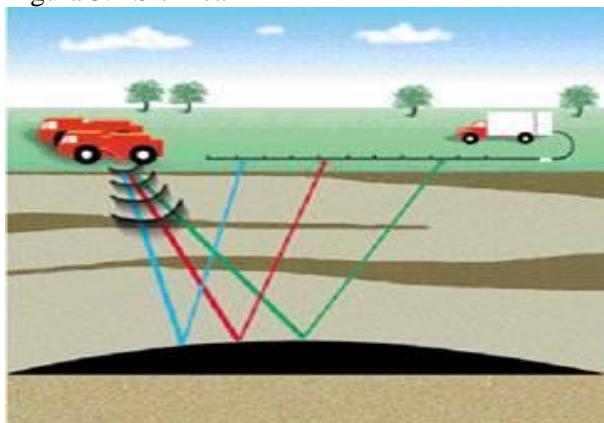
Existen exámenes y gastos previos a la perforación que sí o sí se deben realizar antes de la perforación, entre ellos están:

###### **3.1.2.1 Exploración**

Para determinar cuáles son las zonas con más potencial en hidrocarburos y donde se hará la futura perforación. Recurre a la ayuda de varias técnicas como geología de campo, aerofotografía.

También está la gravimetría y magnetometría; con esas dos ya decido si hago sísmica. La sísmica es una de las principales técnicas a la hora de hacer la exploración, su mecanismo consiste en mandar ondas desde superficie las cuales rebotarán en los diferentes estratos y al regresar a superficie son recibidas por un dispositivo especialmente diseñado para ello, el cual “traduce” aquellas ondas de retorno en imágenes de computadora que nos permitirá apreciar, incluso con colores, los diferentes tipos de roca y estratos en el fondo.

Figura 3.1 Sísmica



Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/sismica-pozo-exploracion-petroleo/>

## 3.2 SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN

### 3.2.1 Análisis de la zona

En el Nor Oeste del Perú el clima es caluroso y seco, correspondiente a una zona desértica. Lluvias esporádicas, presentándose especialmente entre los meses de febrero y abril. El verano es muy caluroso y el invierno es templado caracterizándose por los vientos intensos del suroeste.

El desarrollo industrial en esta parte de la costa norte está principalmente relacionado con la explotación del petróleo.

Litológicamente la secuencia estratigráfica de la cuenca Talara consiste en sedimentos marinos y fluvio deltaicos clásticos que vienen desde calizas hasta conglomerados.

El rasgo estructural predominante en el zócalo de la costa del nor oeste del Perú es el intenso fallamiento en bloques, como resultado de esfuerzos tectónicos tensionales a que ha estado sometida el área, principalmente durante la orogenia andina.

Este fallamiento ha dado lugar a grandes contrastes estructurales con áreas relativamente levantadas *altos o tablazos*.

La formación que vamos a analizar es la formación Mogollón. Esta formación es uno de los principales productores de petróleo y en especial en el yacimiento Ballena. Esta formación va desde los 6000' a los 8000' de profundidad. El tamaño de su grano es variable, desde muy pequeño a fino y de regular selección, principalmente con cantos rodados que alcanzan de 3 a 4 cm de espesor y areniscas de grano grueso. Además es una formación dura a la que a pesar de ello le haremos una perforación horizontal entubada.

La formación Mogollón se extiende por toda el área estudiada. Las tendencias de más alta producción coinciden con la dirección de máxima energía del noreste al suroeste.

Siendo el espesor bruto de la formación Mogollón superior a los 1000', es un poco difícil interpretar los intervalos productores y por lo tanto se tomarán datos de arena neta, porosidad, permeabilidad y saturaciones promedios\*. De los cores obtenidos en el área se pudo obtener que la porosidad de matriz varía entre 4,9% a 9,6% y la permeabilidad entre 0,5 a 4,2 milidarcys con un promedio de 1 md.

### 3.3 MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

#### 3.3.1 Perforación

Se perforó un pozo vertical nuevo hasta la profundidad de 4186 pies, ese fue el KOP (kick off point). A partir de ese punto usando una cuchara desviadora se empezó a formar poco a poco el ángulo de nuestro pozo lateral llegando a la posición horizontal a los 7987'. Perforando horizontalmente la formación Mogollón 700', dejando 133 pies entre el fin de nuestro pozo lateral hasta el límite del radio de drenaje previamente establecido.

Durante la perforación se tomó la decisión para mayor seguridad de entubar su sección horizontal.

También se tomaron cores de los cuales obtuvimos los datos arriba mencionados y que utilizaremos a continuación. Adjunto abajo una tabla de los precios invertidos en nuestro pozo.

Tabla 3.1 Inversión

DESCRIPCIÓN	Inversión US\$
1.- Perforación	6693500
2.- Completación	483900
3.- Equipo de producción	237600
4.- Facilidades	40000
5.- Salud, Seguridad y medio ambiente	75000
TOTAL	7530000

Fuente: entrevista personal

#### 3.3.2 Análisis de producción

##### 3.3.2.1 Cálculo volumétrico

El cálculo volumétrico se utiliza para tener una idea aproximada del volumen de hidrocarburos en el yacimiento, específicamente en la formación y estrato seleccionado para el análisis, basándonos en datos obtenidos durante la exploración y durante la perforación a través de los cores.

Como bien dice su nombre (cálculo ‘‘volumétrico’’) se empieza calculando el volumen multiplicando el área de acraje (área) por el espesor de la formación a analizar (longitud), eso nos da un volumen bruto. Luego se le descuenta un porcentaje de ese volumen bruto de acuerdo a la porosidad que tenga nuestro bloque a analizar. La porosidad se obtiene con los cores que se van

obteniendo en la perforación, y se da en tanto por ciento. Con ello se obtiene el volumen bruto de solamente fluidos en el bloque.

Luego también se le descuenta otro volumen que equivale a la saturación de agua ( $S_w$ ) también dado en tanto por ciento, que no se multiplica directamente sino que se resta de la unidad ya que el agua también es un fluido. Con esto ya solo quedaría el volumen de puro hidrocarburo. Finalmente se descuenta el factor de recuperación (FR), que es el porcentaje de lo que es posible extraer del pozo ya que no es posible extraer la totalidad de los hidrocarburos del subsuelo. La idea de utilizar nuevos métodos de perforación y producción es aumentar lo más posible el FR.

Y por último a ese volumen se le divide entre el factor  $B_o$  que convierte los barriles brutos en yacimiento (subsuelo) a barriles comercializables en superficie.

$$\text{Volumen} = \frac{A \cdot h_n \cdot \text{Poros.} \cdot (1 - S_w) \cdot \text{FR}}{B_o}$$

Dónde: A = acraje     $h_n$  = espesor neto de la formación

Poros = porosidad del espesor de la formación a analizar

$S_w$  = saturación de agua

FR = factor de recuperación

$B_o$  = factor volumétrico del petróleo

$$\text{Entonces: } N_p = \text{Volumen} = \frac{50 \cdot 43560 \cdot 101 \cdot 0,07 \cdot (1 - 0,5) \cdot 0,104}{1,229 \cdot 5,615}$$

$$N_p = \boxed{116032} \text{ Barriles}$$

Datos: \*    Acraje = 50 acres     $h_n$  = 101 pies netos    porosidad = 7 %  
               FR = 10,4 %                 $B_o$  = 1,229

### 3.3.2.2 Cálculo de producción en pozos laterales

Naturalmente el objetivo de nuestro estudio es aumentar el FR, es decir poder extraer más porcentaje de hidrocarburos en un yacimiento específico. Una vez que hayamos perforado horizontalmente el estrato deseado hay abundantes estudios acerca de cómo poder calcular satisfactoriamente cuál será su producción. Utilizaremos en método de Furui, dado que analiza tanto flujo radial como lineal lo cual se acerca más a la realidad que el método de Joshi. Así que se consideró más adecuado para los cálculos del presente estudio.

Furui desarrolló un modelo simple para un lateral horizontal. Supone que el pozo horizontal penetra completamente un yacimiento de forma rectangular con las fronteras de la cima y la base impermeables y presión constante en las fronteras del yacimiento en la dirección de **y**. El modelo supone que el flujo cerca del pozo es radial y llega a ser lineal a medida que se aleja del pozo. Furui resuelve para **q** incorporando conversiones para unidades de campo la siguiente ecuación:

$$q = \frac{K L (P^* - P_{wf})}{141,2 \cdot U \cdot Bo \cdot \left[ \ln \left( \frac{h}{r_w} \right) + \left( \frac{\pi \cdot Y_b}{h} \right) - 1,917 \right]}$$

Dónde: **q** = caudal inicial, en barriles por día (BOPD)

**K** = permeabilidad, en md (milidarcys)

**P\*** = presión de fondo de pozo, en psi

**P<sub>wf</sub>** = presión fluyente de fondo, en psi

**U** = viscosidad, en cent poises

**Bo** = factor volumétrico del petróleo

**h** = espesor neto de la formación, en pies

**r<sub>w</sub>** = radio del pozo, en pies

**Y<sub>b</sub>** = radio total del acreaje del bloque a analizar, en pie 141,2 y 1,917 son constantes de la ecuación

Reemplazando los datos y aplicando la ecuación de Furui tenemos...

$$q = \frac{1 \cdot 700 \cdot (2842 - 830)}{141,2 \cdot 0,72 \cdot 1,229 \cdot \left[ \ln \left( \frac{101}{0,23} \right) + \left( \frac{\pi \cdot 833}{101} \right) - 1,917 \right]}$$

**q** = **375 BOPD**, barriles de petróleo por día producirá nuestro pozo gracias al empleo de la perforación lateral, ya no los 58 BOPD de promedio de la formación Mogollón al usar solamente perforación vertical.



### **3.4 ESTUDIO DEL POZO TIPO.**

Los pozos tipos, muestran un comportamiento productivo muy similar, con caudales iniciales alto en periodos tempranos, seguido de una caída de caudales en periodos tardíos, estas características permitió asociar el concepto de “Pozos Análogos”, que consiste en tomar la producción promedio de un grupo de pozos.

Los pozos verticales han sido perforados hasta una profundidad de 4500 ft, durante los trabajos de perforación y cementación no presentaron inconvenientes de perdida de circulación y presencia de gas, se completaron mediante las operaciones de Baleo – Frac.

Con respecto a su producción, estos utilizaron Bombeo Mecánico. La historia de producción abarca un periodo de 20 meses desde su el año 2005 la data fue obtenida desde la página web de Secretaria de Energía del País de Argentina., cuya información muestra carácter público.

Los pozos son los siguientes:

- **495.**
- **496.**
- **562.**
- **626.**
- **637.**
- **638.**
- **639.**
- **640.**
- **641.**

Con respecto a los pozos horizontales, estos presentan una profundidad vertical de 2200 ft y un ala horizontal de 1500 ft, llegando a conectar todo el horizontal principal objetivo.

Al igual que los pozos verticales, estos no presentaron inconveniente en los trabajos de perforación y cementación, al igual que los trabajos de completación. La fuente donde se obtuvo la información fue la misma que se utilizó en los pozos verticales, cabe indicar que la misma es público y fiscalizado.

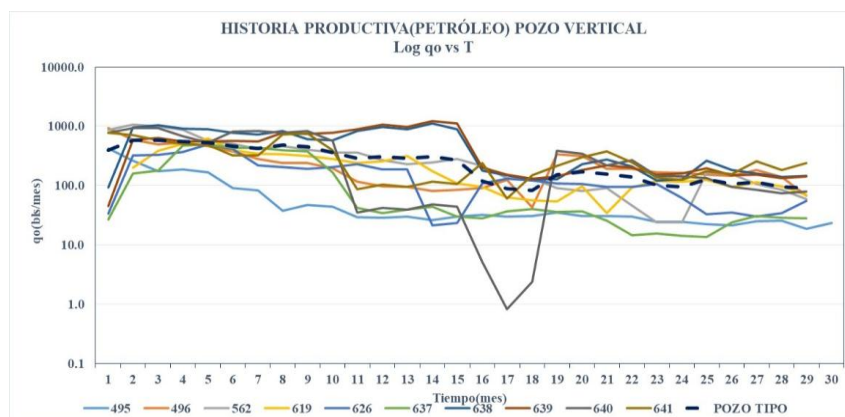
Los pozos horizontales son los siguientes:

- **523h.**
- **514.**
- **546.**
- **530.**
- **Soil 4h.**
- **Soil 7h.**
- **Soil 999.**
- **Soil 991.**

De acuerdo al concepto de “Pozo Análogo” se consideró la producción promedio de los pozos que comprende cada grupo, ya sea vertical y horizontal para considerarlo un “Pozo tipo”.

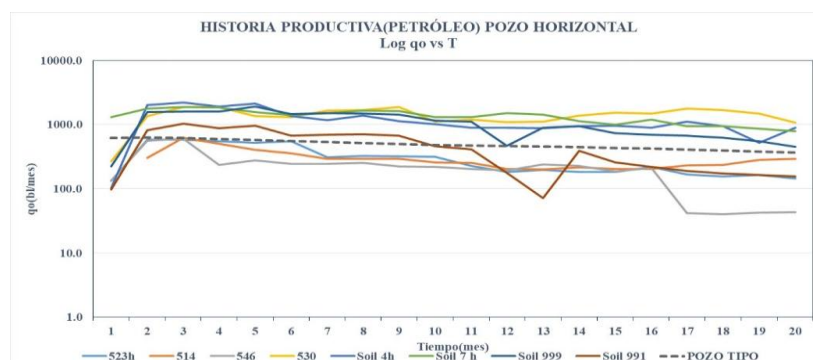
A continuación en la figura 3.2, muestra el comportamiento del Pozo tipo Vertical a partir de los pozos en estudio.

Figura 3.2 Historia productiva de los pozos verticales



En él se observa, comportamiento variable de la producción durante todo su tiempo, ello obedece a los distintos eventos mecánicos suscitados en el bombeo mecánico.

Figura 3.3 Historia productiva de los pozos horizontales

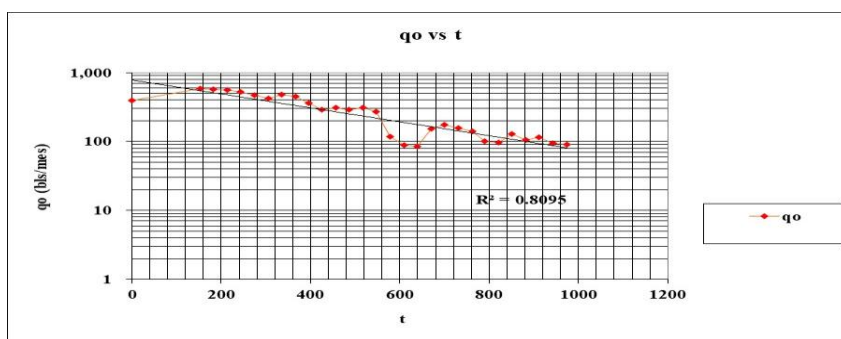


De la misma manera, se muestra en la figura 3.3, comportamiento productivo del pozo Tipo Horizontal a partir de los pozos en estudio.

Aquí se muestra un comportamiento más estable durante todo el periodo productivo, algunas variaciones son debido a interferencias mecánicas propio de la instalación en superficie.

Para los pozos verticales, se necesita saber si la información es representativa, lo cual mediante los siguientes gráficos Log – Log, muestran coeficiente de correlación mayor a 06, lo cual indica representatividad de la información.

Figura 3.4 Pozo Vertical – Correlación

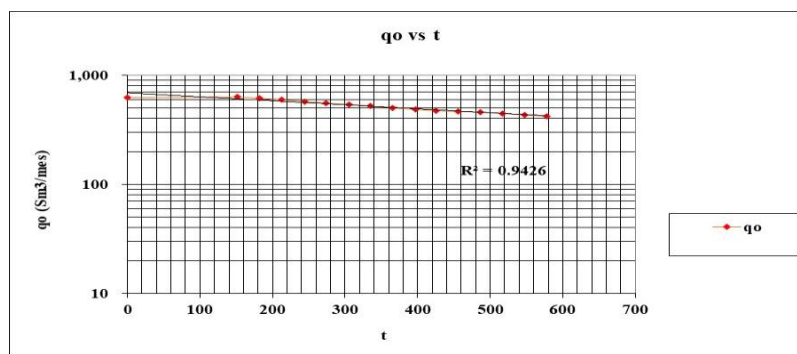


El factor de correlación, muestra un valor de 0.89, esto indica representatividad de la data productiva del Pozo Tipo.

Además se observa un claro dominio del flujo externo, es decir un límite de frontera hacia el reservorio, lo cual confirma respuesta del mismo hacia el pozo, tal y como lo muestra la siguiente

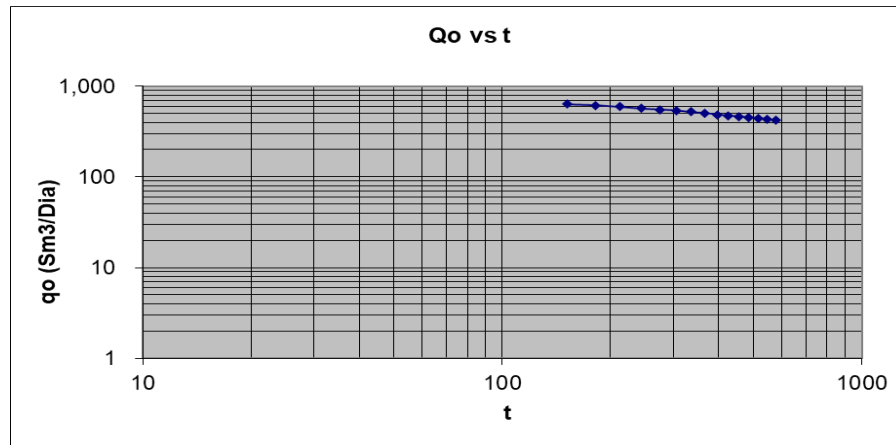
El comportamiento al igual que el pozo vertical, muestra representatividad, al tener un factor de correlación mayor a 0.6, además se muestra un claro dominio del reservorio en su mayor extensión.

Figura 3.5 Pozo Horizontal – Correlación



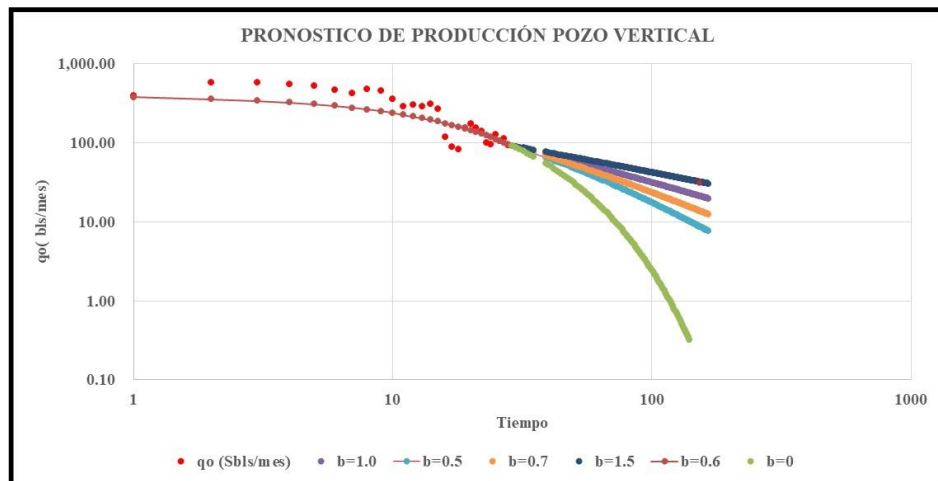
En el grafico expuesto, se observa una pendiente de  $m: -1$ , cuyo valor indica un régimen de flujo radial, que obedece a un comportamiento dominado por el Reservorio.

Figura 3.6 Régimen de Flujo, Pozo Horizontal



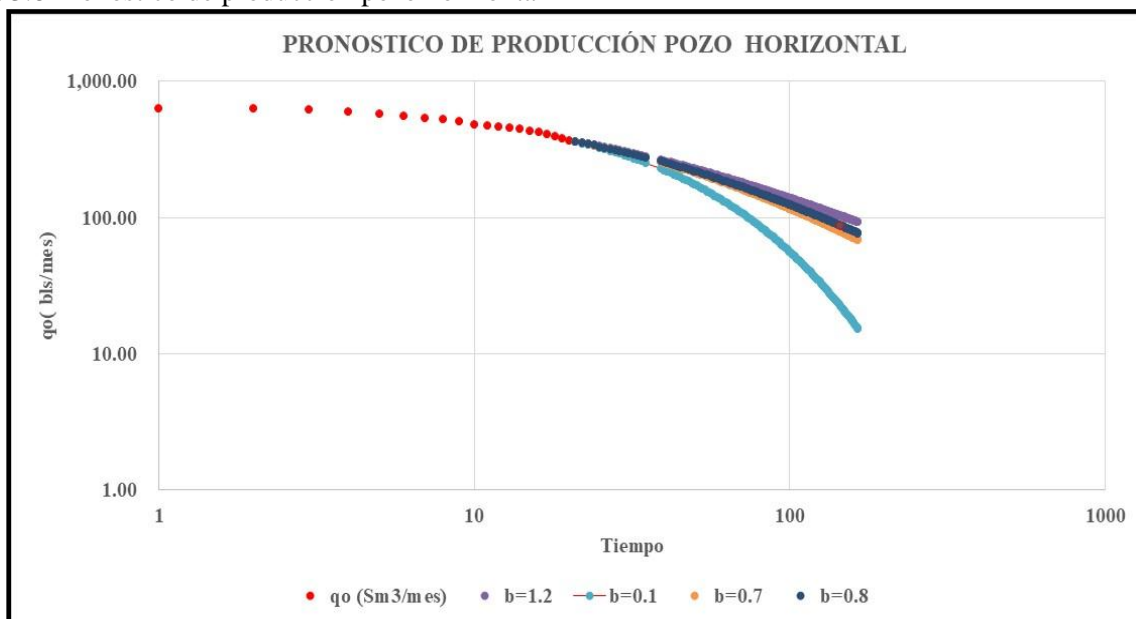
Dadas las condiciones, se muestra el ajuste de la historia productiva a partir del pozo tipo, y el pronóstico hasta el límite económico.

Figura 3.7 Pronostico de producción pozo vertical



Se observa un ajuste representativo de la curva promedio con la data histórica de producción, y el pronóstico de producción lleva a un tiempo de 25 años en diversos escenarios en función de valor de tasa de declinación (factor  $b$ ), cuyos valores muestran un escenario conservador ( $b < 1.0$ ), Optimista ( $b > 1.0$ ) y Pesimista ( $b = 0$ ).

Figura 3.8 Pronostico de producción pozo horizontal



El mismo escenario optado en el Pozo Vertical, se consideró en el Pozo tipo Horizontal, el cual se observa una distancia considerable en el escenario pesimista, obteniendo en los demás escenarios valores muy similares.

### 3.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Ahora que conocemos el comportamiento futuro de nuestro pozo al perforarlo lateralmente podemos hacer el análisis económico utilizando el TIR y el VAN.

#### 3.5.1 VAN

En la parte de arriba están los valores necesarios para realizar el cálculo de la TIR y el VAN.

En la **descripción**, a lo largo de los años, en la primera fila están los barriles producidos cada año. En la segunda el precio del barril. En la tercera, ingreso adicional, la ganancia bruta que son los 2 valores anteriormente mencionados multiplicados.

En la cuarta el descuento por regalías del ingreso adicional. En la quinta el descuento por costo de transporte también del ingreso adicional. En la sexta y séptima están los descuentos de tratamiento y operación – directo respectivamente, descontados también del ingreso adicional.

Vale mencionar que el costo de operación directo lo divido en:

Tabla 3.2 División porcentual del costo de operación directo

COSTO DE OPERACIÓN DIRECTO	%	
Servicio de pozos	40%	3.2
Mantenimiento mecánico	30%	2.4
Mantenimiento de producción	20%	1.6
Mano de obra	10%	0.8
Total	100%	8

Costo marginal del pozo es la suma de todos los descuentos hechos al ingreso adicional.

Utilidad operativa incremental sería el ingreso adicional menos el costo marginal.

Podemos apreciar la producción cada año, como va bajando poco a poco, igualmente se puede hacer un acumulado en la parte baja de cuantos barriles se van extrayendo a lo largo de toda la vida productiva del pozo.

La diferencia entre el valor neto y el valor presente, es que el valor neto es la ganancia neta que se obtiene cada año sin contar un posible devaluación de la moneda. Sin embargo en el valor presente se realiza una “actualización” del dinero teniendo en cuenta un posible devaluación de la moneda en el tiempo, para ello usamos una tasa de interés del 10%.

### 3.5.2 TIEMPO DE PAGO

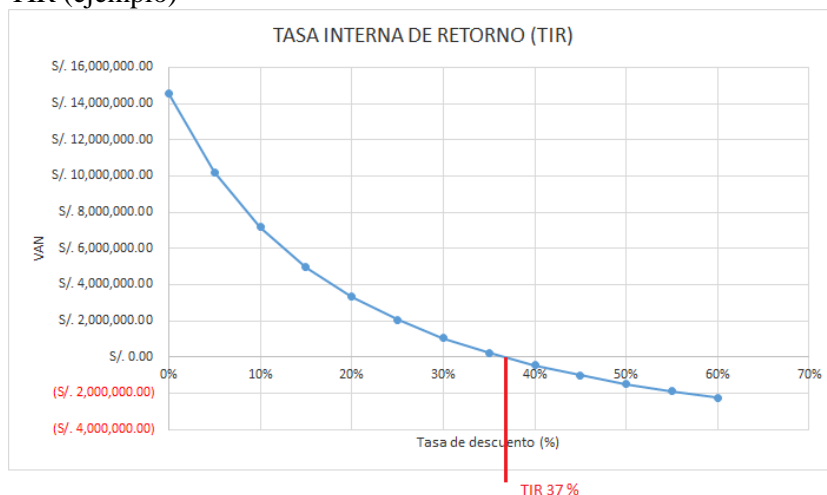
También se obtiene que el tiempo de pago de la inversión es de menos de 3 años.

### 3.5.3 TIR

Para hallar la curva del TIR utilizamos los mismos datos y los reemplazamos en Excel. Nos dará el mismo VAN que obtuvimos con el método de calcular uno por uno los años. Igualmente usando en Excel la función TIR, primero armamos una tablita con 2 columnas, en una de ellas colocamos valores porcentuales al azar que en realidad son nuevas tasas de interés distintas a nuestro 10% original. Abajo colocamos una celda especial para el valor exacto del TIR y seleccionamos los valores del flujo de caja, Excel nos calculará cual sería el VAN para las diferentes tasas de interés (porcentajes) y principalmente abajo obtenemos el porcentaje exacto en el que el VAN (ganancia neta a través del tiempo) es igual a cero. A ese punto de la curva en el cual el VAN se hace cero se le conoce como TIR.

Dado que el TIR es mayor que nuestra tasa de interés podemos decir con seguridad que nuestro proyecto es rentable.

Figura 3.9 TIR (ejemplo)



Por último el desarrollo de estas tecnologías y su aplicación en el Perú quedan abiertas al debate, pues como se ha visto en el nor oeste del país al menos serían de muy provechosa utilización. Pero un primer paso es la difusión de lo que ya se ha investigado y de las aplicaciones que se han hecho en el mundo y de las muy posibles adaptaciones que se pueden realizar en la cuenca del Nor Oeste del Perú.

### 3.6. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

Para realizar este estudio se utilizaron las siguientes técnicas e instrumentos:

#### 3.6.1 Técnicas de recolección de datos

Internet, páginas web, tesis y libros. También apersonamiento a personas conocidas y a empresas.

#### 3.6.2 Instrumentos de recolección de datos

- Revisión bibliográfica
- Entrevistas personales

### 3.7 ASPECTOS ÉTICOS

En cuanto al trato a seres humanos, animales y medio ambiente a considerar en el desarrollo de la investigación se debe decir que fue bueno: no se trató mal ni afectó la integridad de ninguna persona, ni animal ni contra la naturaleza.

Es digno mencionar que respecto a los dos últimos puntos (animales y medio ambiente) lo que se busca con la aplicación de lo expuesto en este estudio, además de su fin inmediato de generar

mayores ganancias y rentabilidad en el tiempo, es también obtener más cuidado sobre el medio ambiente (flora, fauna y suelo) ya que los pozos multilaterales por su mismas características generan menos impacto sobre el mismo. No olvidemos que de un solo pozo multilateral pueden salir varias ramas lo que disminuye considerablemente el impacto en superficie, a comparación de hacer varios pozos verticales. Incluso el ser humano sale beneficiado porque no son pocos los casos en los que la rama de un pozo multilateral alcanza estratos que en superficie tiene viviendas humanas.

Los pozos multilaterales son beneficiosos en todo sentido.

También se tuvo en cuenta los aspectos éticos desde el punto de vista de originalidad de la investigación, relativo a citar en las referencias bibliográficas cada que se hizo uso de la obra de otro autor.



## CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1 RESULTADOS

Según el enfoque desarrollado en la investigación se presentan los resultados de manera descriptiva, mostrando igualmente los hallazgos significativos.

#### 4.1.1 Resultado 1

Tabla 4.1 Comparación de resultados pozo vertical y lateral.

Dentro de los escenarios propuestos en los pronósticos, se consideró el escenario conservador, obteniendo en ambos rentabilidad.

	Barriles en el primer año	producción acumulada (bls)	tiempo de pago
Vertical	193995	299086	2.3 años
Lateral	90518	985746	2.6 años

#### 4.1.2 Resultado 2

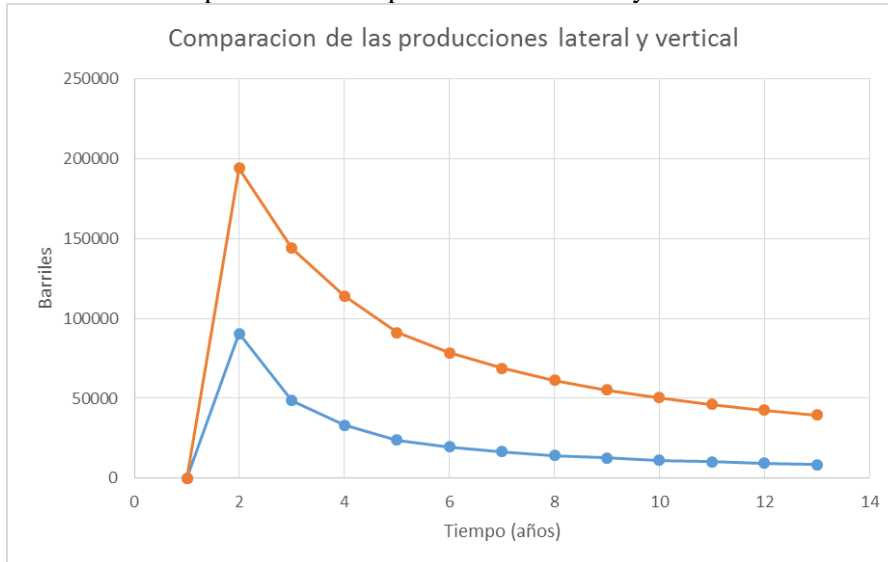
Tabla 4.2 VAN a diferentes tasas de interés

Tasa interna de retorno	
Tasa de descuento	VAN
0%	#####
5%	#####
10%	S/. 7,164,789.49
15%	S/. 4,966,050.27
20%	S/. 3,318,506.92
25%	S/. 2,046,801.21
30%	S/. 1,039,801.34
35%	S/. 224,726.05
40%	(S/. 447,545.39)
45%	#####
50%	#####
55%	#####
60%	#####

TIR	37%
-----	-----

### 4.1.3 Resultado 3

Grafico 4.1 Comparación de las producciones lateral y vertical



Donde la curva azul representa la producción del pozo vertical y la naranja representa e horizontal.

## 4.2 DISCUSIÓN

### 4.2.1 Discusión 1

Analizando la tabla 4.1 correspondiente al primer resultado correspondiente al punto 4.4.1 podemos ver la comparación entre perforar el pozo verticalmente versus utilizando la perforación lateral.

- La primera columna de la tabla (producción del primer año en barriles) evidencia la diferencia entre caudales iniciales en ambos casos, siendo notablemente superior la producción del pozo lateral.
- La segunda columna (producción acumulada) nos ilustra la diferencia entre la cantidad de barriles extraídos a lo largo de la vida productiva del pozo, siendo notable la la mayor eficiencia de extracción del pozo lateral.
- La tercera columna (tiempo de pago ó “pay out”) nos refleja que un pozo lateral además de producir mucho más que el vertical, también paga la inversión inicial en menor tiempo.

Se puede ver que las ventajas de aplicar la perforación lateral en el Nor Oeste del Perú, con respecto a la perforación vertical simple, son amplias.

#### **4.2.2 Discusión 2**

Analizando la tabla 4.2 correspondiente al segundo resultado correspondiente al punto 4.4.2 vemos cual sería el VAN (Valor actual neto) si se le aplicaran diferentes tasas de interés. Vale recordar que en este estudio se utilizó una tasa del 10%.

Viendo en la tabla 4.2 que la tasa de retorno que se usó al ser menor que el TIR, se puede decir con certeza que el proyecto sí es rentable.

#### **4.2.3 Discusión 3**

Analizando el gráfico 4.1 correspondiente al tercer resultado correspondiente al punto 4.4.3 vemos la comparación de las curvas de declinación tanto si se hiciera un pozo vertical como un lateral. La curva de declinación del pozo vertical está en color rosado, y la curva de declinación del pozo lateral está en color azul. Al primer golpe de vista viendo especialmente la parte central y derecha de las curvas se podría pensar que el pozo vertical a largo plazo produciría más, pero vale recordar que el gráfico es semilogarítmico es decir que si se graficara en un plano cartesiano se podría ver la enorme diferencia a favor del pozo lateral, misma diferencia que se puede apreciar en los cálculos matemáticos.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES**

Hemos visto las diferentes ventajas de utilizar el método de pozos multilaterales en los diferentes tipos de yacimientos. Y sobre todo teniendo en cuenta las características de la cuenca Talara. Analicemos con más detalle algunos aspectos muy interesantes de la cuenca Talara.

#### **Baja permeabilidad**

Los yacimientos de la cuenca Talara, y de todo el nor oeste en general son altamente fallados y fracturados, y además poseen bajas permeabilidades. Son de difícil litología interna en el subsuelo lo que dificulta muchas veces la perforación y extracción del recurso de los diferentes estratos. Se deben buscar nuevas ideas.

#### **Curvas de Declinación**

Este método muestra muchas ventajas ante la información limitada de producción que se tiene, lo cual nos permite pronosticar la producción hacia un tiempo equivalente al límite económico bajos escenarios que nos permiten distinguir cuál de ellos es rentable.

#### **Yacimientos maduros**

Al ser yacimientos con varios años de vida productiva estos ya no tienen la suficiente presión ni empuje natural para hacer surgir el hidrocarburo, por lo que se hace necesario buscar nuevas técnicas.

En la cuenca del Nor oeste no se tiene una perforación sostenible por lo que se tiene una fuerte declinación de la producción especialmente en campos maduros

Los lineamientos económicos contribuyen a esta falta de perforación sostenible.

Se necesita perforación pozos para mantener la producción básica y no permitir que la producción decline a valores considerables.

#### **Cuestión energética**

Uno de los temas más importantes a tener en cuenta es la cuestión energética en el Perú. Como bien sabemos la producción de petróleo nacional disminuye poco a poco a lo largo del tiempo, mientras

que la demanda sigue en aumento. Eso se nota en cifras y esta diferencia va creciendo cada vez, lo que nos obliga a replantearnos esta problemática esta vez desde ángulos y puntos de vista múltiples. Los campos van adquiriendo cada vez más madurez, van perdiendo energía mientras que el mercado nacional e internacional adquiere más ferocidad. Se hace una necesidad buscar alternativas.

### **Impuestos y regalías**

Son altas, cosa que desanima a los posibles inversionistas.

### **Perforación multilateral**

Como hemos visto a lo largo de nuestro estudio este tipo de perforación se erige como altamente beneficiosa por múltiples razones tanto técnicas como económicas.

Más allá del costo que demanda la construcción de estos pozos, esta evaluación demostró lo rentable que son.

## CAPÍTULO VI

### RECOMENDACIONES

La recomendación, sugerencia, nueva idea o como queramos llamarle se puede resumir justo en el nombre mismo de este trabajo de investigación: “Perforación de pozos multilaterales en yacimientos de baja permeabilidad en el Nor Oeste del Perú”.

Veamos detenidamente cada punto a la vez que defendemos nuestra tesis.

#### Baja permeabilidad

Este tipo de pozos, multilaterales, son especialmente indicados para este tipo de yacimientos; ya que pueden alcanzar mucho mayor contacto con las formaciones productivas a comparación de un pozo convencional, e incluso más que con el método de fractura miento hidráulico. Y como hemos dicho en el marco teórico, en el nor oeste tenemos yacimientos justamente fracturados, falladas y de baja permeabilidad.

#### Yacimientos maduros

Podemos decir exactamente lo mismo con respecto a los yacimientos de baja permeabilidad: un pozo multilateral sería el indicado y sería altamente beneficioso. Aunque la razón técnica es poco distinta, ya que lo que se necesitaba en los yacimientos de baja permeabilidad era simplemente lograr más contacto; en un yacimiento maduro además de eso se busca especialmente un incremento de la energía del pozo, es decir de la presión, cosa que se logra justamente obteniendo más contacto con los reservorios.

#### Cuestión energética

Este quizá sea el meollo del asunto. Se hace de urgencia buscar nueva ideas y novedosas formas de extracción del recurso dada la excesiva demanda a comparación de la producción en declive. Esa nueva idea es la que justamente exponemos en este tratado: los pozos multilaterales. Ello vendría a resolver este problema energético del país alcanzando el autoabastecimiento, que se traduciría en menos importación del crudo del extranjero, quedando más dinero en las arcas del estado pudiendo estar disponible para generar bienestar a la población.

Este problema es más peligroso de lo que se podría pensar, ya que ha habido algunos ejemplos de países que se volvieron casi importadores exclusivos del recurso y sus economías se vieron afectadas negativamente. Hay que proteger los intereses del país.

Además la aplicación de nuevas tecnologías al país siempre es buena para nuestros compatriotas que están, o estamos, en la industria; ya que además de ganar experiencia, en el futuro podremos tener más ideas para aplicarlas a favor del país.

#### Impuestos y regalías

Actualmente son altas y esto viene de un contexto interesante que merece un pequeño paréntesis.

La producción de hidrocarburos en el país está a cargo de empresas extranjeras, las que obviamente tienen fines de lucro bien marcado, por lo que exploran muy poco y no piensan a largo plazo. Juegan a lo seguro y no gastarían dinero en nuevas exploraciones y nuevas formas de extracción. Recordemos que los tiempos en la industria petrolera son bastante largos, ya que un pozo incluso en muchos años no deja de producir. Cosa que afianza más esto; las empresas tienen contratos por determinado tiempo, determinados años, y lo que hacen es extraer la mayor cantidad de recurso posible pensando en las utilidades y no en la vida larga del pozo, y menos en la cuestión energética del Perú. Eso se ve reflejado por ejemplo en que dichas empresas no respetan, ni siquiera consideran, el MER petrolero, agotando los pozos más rápidamente de lo que sería óptimo.

Por eso mismo el estado pone altas regalías e impuestos, y por eso las empresas ‘saquean’ lo más que pueden en el menor tiempo posible.

Tendría que haber una empresa que tenga una visión de más largo plazo y más comprometida con el cuidado de los yacimientos a lo largo de los años. Esto lamentablemente no lo podríamos esperar de una empresa privada, así que lo ideal sería que el estado mismo tome ese rol protagónico en la industria.

Pero considerando que actualmente solo tiene una fase de la industria y a medias, la refinación, ese sueño parece lejano.

Por todo lo dicho anteriormente la técnica de perforación de pozos multilaterales se erige como una alternativa muy prometedora que nos augura un mayor recobro a través de obtener mayores contactos en el reservorio con respecto al pozo y un incremento de su energía. Alcanzando niveles productivos que nos permitan saciar la demanda nacional y evitar la importación excesiva de crudo del exterior. Y, por qué no, a la vez desarrollar un plan de largo plazo en el que el estado tome nuevamente el protagonismo en la industria.

En resumen la recomendación es que: lo que necesitan los campos del nor oeste del Perú es la perforación de pozos multilaterales.

## **CAPÍTULO VII**

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- 1.- ARAGÓN, A., IZQUIERDO, G., Y GÓMEZ, R. (2003). Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. Trabajo de investigación. Instituto de investigaciones eléctricas, México.
- 2.- AVILÉS MARTÍNEZ, F. J., Y MORALES VILLALOBOS, E. A. (2009). Evaluación de la producción en pozos horizontales. Tesis (para obtener el título de ingeniero petrolero). Instituto Politécnico Nacional, México.
- 3.- CALDERÓN VERDUGO, J. (2010). Evaluación técnica y financiera, con metodología estocástica de proyectos de inversión petrolera en aguas profundas. Tesis (para obtener el grado de ingeniero petrolero). Instituto Politécnico Nacional, México.
- 4.- CASTAÑO, A. (2001). Evaluación económica y análisis cuantitativo de riesgos en proyectos de implantación de tecnologías emergentes para la perforación de pozos petrolero. Tesis (para optar el título de especialista en Economía Empresarial). Universidad Católica Andrés Bello, Venezuela.
- 5.- ESCOBAR MACUALO, F. H. (2007). Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Editorial Universidad Sur colombiana. Colombia. Pg. 275 – 289
- 6.- FRAIJA, J., OHMER, H., PULICK, T., JARDON, M., KAJA, M., PÁEZ, R., SOTOMAYOR, G., Y UMUDJORO, K. (2003). Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales. Trabajo de investigación, realizado en varios países.
- 7.- BARBERII, E. (1998). El Pozo Ilustrado. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). PDVSA, Venezuela.
- 8.- JIMÉNEZ, J., RODRÍGUEZ, Y., Y SANTAMARÍA, L. (2013). Desarrollo de campos a través de pozos multilaterales. Tesis (para obtener el título de ingeniero petrolero). Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), México.
- 9.- LEYVA, E. (2012). Optimización de la perforación direccional mediante reductoras de torque y arrastre, sistema LoTAD en el noroeste peruano. Tesis (para optar el título profesional de ingeniería de petróleo). Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), Perú.



- 10.- MEJÍAS, J. (2011). Determinación del efecto de la caída de presión sobre la productividad de los pozos horizontales completados en el campo Corocoro, Golfo de Paria. Tesis (trabajo de grado para ser ingeniero petrolero). Universidad de Oriente, Venezuela.
- 11.- MONDAVI, D. (2014). Implementación de algoritmos genéticos para la optimización de parámetros de yacimiento mediante curvas de producción de pozos seleccionados en un campo del oriente ecuatoriano. Tesis (para obtención del título de ingeniero en petróleos). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador.
- 12.- MONTERO, G., DÍAZ, A., HERNÁNDEZ, F., Y ROCHA, S. (2005). Apuntes para la asignatura de matemáticas financieras. Trabajo de investigación. UNAM, México.
- 13.- MUÑOZ, A. (2014). Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. Tesis (para obtener el título de ingeniero petrolero). UNAM, México.
- 14.- NAVARRO, W. (1987). Espaciamiento entre pozos en la formación Mogollón, yacimiento Ballena. Tesis (para optar el título profesional de ingeniero de petróleo). UNI, Perú.
- 15.- RABANAL, J. (2009). Optimización del emplazamiento de pozos direccionales y horizontales usando registros de imágenes en tiempo real de las herramientas LWD. Tesis (para optar el título profesional de ingeniero de petróleo). UNI, Perú.
- 16.- RAMÍREZ, C., BARBOZA, M., ALGARÍN, C., Y MEZA, A. (2009). Fundamentos de Matemáticas Financieras. Editorial Universidad Libre, sede Cartagena, Colombia.
- 17.- ROJAS, E. (2010). Cuencas sedimentarias del Nor Oeste peruano, geología de Talara. Tesis de postgrado. UNI, Perú.
- 18.- VERA, J. (2015). Pronósticos de producción en yacimientos naturalmente fracturados. Tesis (para obtener título de ingeniero de petróleo). UNAM, México.
- 19.- VIVAS, F. (2012). Análisis de la productividad de pozos de aceite en formaciones de baja permeabilidad. Tesis (para obtener el título de ingeniero petrolero). UNAM, México.

ANEXOS

ANEXO 1

precio por barril US\$	55
Costo de transporte US\$/Barril	1,24
Costo de tratamiento US\$/Barril	0,3
Costo de operación - directo \$/Bis	8

Regalias	25%
Tasa de interés	3%
Periodos (años)	12
Impuesto a la renta	30%

EVALUACION ECONOMICA POZO HORIZONTAL

0.12  
0.3

DESCRIPCION	0	1	2	3	4	5	6
Barriles		193994.6075	143925.5785	114083.9315	91180.7835	78426.5505	68806.6245
US\$/Barriles		55	55	55	64	55	55
Ingreso adicional Pozo		10669703.41	7915906.818	6274616.233	5835570.144	4313460.278	3784364.348
Regalias adicional pozo \$		1280364.41	949908.8181	752953.9479	700268.4173	517615.2333	454123.7217
Costo de transporte \$		193994.6075	143925.5785	114083.9315	91180.7835	78426.5505	68806.6245
Costo de tratamiento \$		193994.6075	143925.5785	114083.9315	91180.7835	78426.5505	68806.6245
Costo de operación - directo \$		1551956.86	1151404.628	912671.452	729446.268	627412.404	550452.996
Impuesto a la renta		3200911.024	2374772.045	1882384.87	1750671.043	1294038.083	1135309.304
Costo marginal pozo		6421221.508	4763936.648	3776178.133	3362747.295	2595918.822	2277499.271
Utilidad operativo incremental	-7500000	4248481.904	3151970.169	2498438.1	2472822.849	1717541.456	1506865.077
Flujo incremental neto	-7500000	4248481.904	3151970.169	2498438.1	2472822.849	1717541.456	1506865.077
Valor presente	-7500000	4124739.713	2971034.187	2286424.788	2197071.073	1481566.347	1261975.779
NPV US\$	11750079.1						
Tiempo de pago							
2.4							
Acumulado							
VAN							
	-7500000	4124739.713	7095773.9	9382198.689	11579269.76	13060836.11	14322811.89
	11750079.1						

7	8	9	10	11	12
61291.018 55	55256.7065 55	50304.5895 55	46167.6565 55	42660.038 55	39647.757 55
3371005.99	3039118.858	2766752.423	2539221.108	2346302.09	2180626.635
404520.7188 61291.018 61291.018 490328.144	364694.2629 55256.7065 55256.7065 442053.652	332010.2907 50304.5895 50304.5895 402436.716	304706.5329 46167.6565 46167.6565 369341.252	281556.2508 42660.038 42660.038 341280.304	261675.1962 39647.757 39647.757 317182.056
1011301.737 2028732.696	911735.6573 1628996.985	830025.7268 1665081.912	761766.3323 1528149.43	703890.627 1412047.258	654187.3905 1312340.757
1342273.294	1210121.872	1101670.51	1011071.677	934254.8322	866285.8783
1342273.294 1091391.021	1210121.872 955281.3807	1101670.51 844338.7124	1011071.677 752332.2826	934254.8322 674925.5685	866285.8783 608998.2453
15414202.91	16369484.29	17213823	17966155.28	18641080.85	19250079.1

## ANEXO 2

DATOS	VALORES
Número de periodos	10
Tipo de periodo	anual
Tasa de descuento	3%

DETALLE	Periodo en años					
	0	1	2	3	4	5
Flujo neto efectivo proyectado	-7500000	4248481.9	3151970.17	2498438.1	2472822.85	1717541.46

Periodo en años						
6	7	8	9	10	11	12
1506865.077	1342273.29	1210121.87	1101670.51	1011071.68	934254.832	868285.878

Nro	FNE	(1+i)^	FNE/(1+i)^
0	-7500000		-7500000
1	4248481.9	1.03	4124739.713
2	3151970.17	1.0609	2971034.187
3	2498438.1	1.092727	2286424.788
4	2472822.85	1.12550881	2197071.073
5	1717541.46	1.15927407	1481566.347
6	1506865.08	1.1940523	1261975.779
7	1342273.29	1.22987387	1091391.021
8	1210121.87	1.26677008	955281.3807
9	1101670.51	1.30477318	844338.7124
10	1011071.68	1.34391638	752332.2826
11	934254.832	1.38423387	674925.5685
12	868285.878	1.42576089	608998.2453
			11750079.1

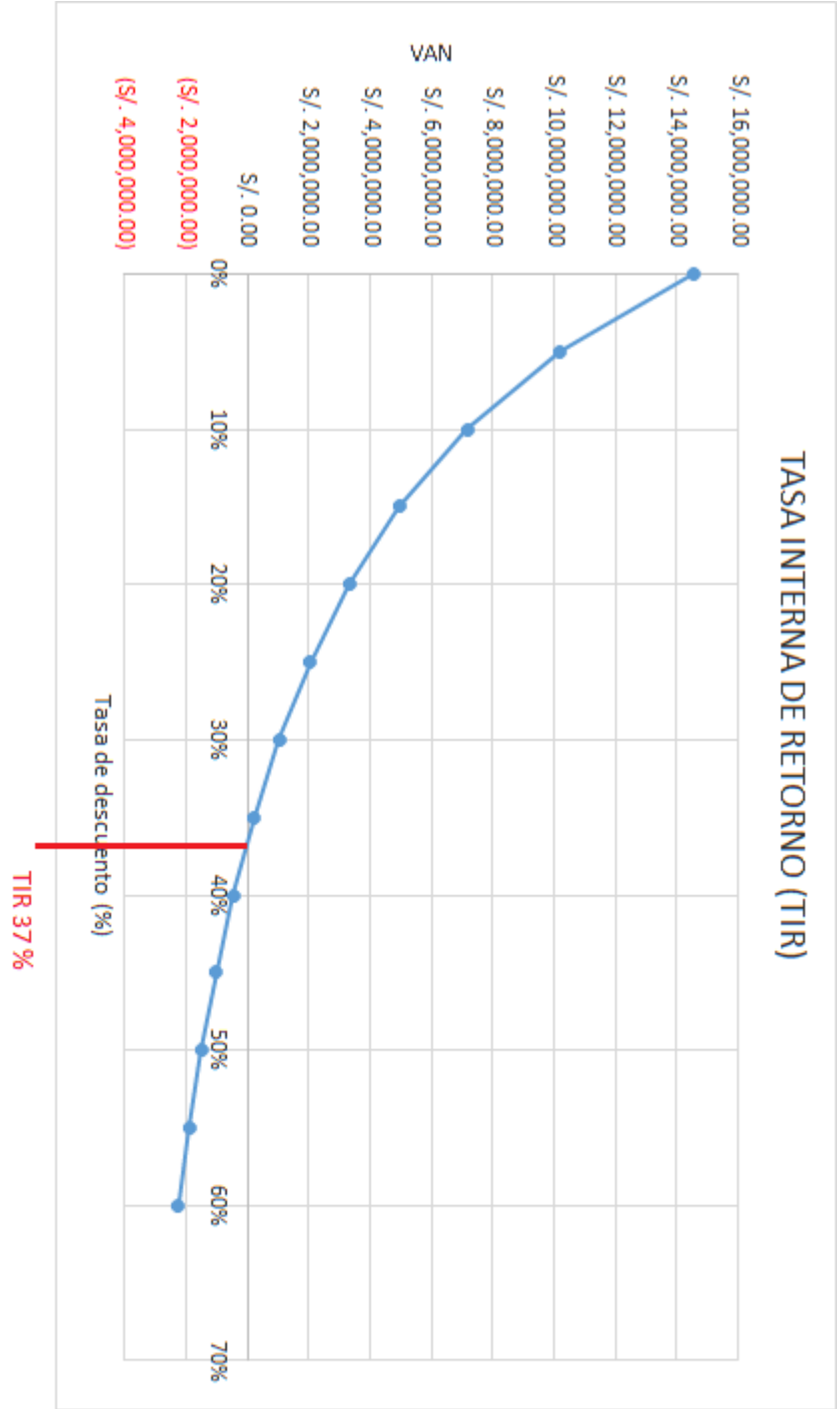
VAN	S/. 11,750,079.10
-----	-------------------

Tasa interna de retorno

Tasa de descuento	VAN
0%	#####
5%	#####
10%	S/. 7,164,789.49
15%	S/. 4,966,050.27
20%	S/. 3,318,506.92
25%	S/. 2,046,801.21
30%	S/. 1,039,801.34
35%	S/. 224,726.05
40%	(S/. 447,545.39)
45%	#####
50%	#####
55%	#####
60%	#####

TIR	37%
-----	-----

ANEXO 3



## ANEXO 4

### Matriz básica de consistencia

	Preguntas	Hipótesis	Objetivos
G1	¿Será posible tener mayor producción en el Nor Oeste del Perú si es que perforamos pozos laterales?	Un pozo lateral nos daría mayor que el vertical convencional.	Estudiar los campos y hacer un análisis económico en ambos casos. Ver que en un pozo lateral la producción será mayor.
E1	¿Se promoverá la inversión privada?	Las nuevas ideas y tecnologías para extraer hidrocarburos, atraería la llegada de inversionistas privados.	Además de atraer nuevas tecnologías al país, sería una nueva generación de empleos.
E2	¿Se incrementaría el Fr?	Perforar los estratos lateralmente generaría más puntos de contacto en el pozo, y por ende aumenta el Fr.	Crear más área de contacto entre el pozo y el estrato, que fluyan mucho más hidrocarburos al pozo, y eso equivale a aumentar el Fr que tendría un pozo vertical convencional.
E3	¿Sería bueno que se homologuen las regalías?	Homologar las regalías atraería mucho más a la inversión privada.	Muchos inversionistas se detienen por la desigualdad en las regalías. Si se igualaran es altamente probable que vengan muchos inversionistas

## ANEXO 5

### Matriz de operacionalizacion de las variables

Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Ítems
Un pozo lateral es aquel que en la profundidad del subsuelo se desvía angularmente respecto al Angulo de perforación de superficie, llegando incluso a quedar perpendicular al pozo en superficie.	Un pozo lateral nos permite tener mucho más contacto con los estratos lo que se traduce en un aumento del factor de recuperación (Fr), y en más producción.	Porosidad	A través de cores y porcentaje de volumen respecto al volumen de la roca bruta	Mientras haya mayor porosidad hay más cantidad de hidrocarburos
		Saturación	Extracción de cores y otros registros	Lo ideal es que la saturación de hidrocarburos sea lo mayor posible
		Permeabilidad	En darcys y milidarcys	A mayor permeabilidad mayor facilidad de flujo de hidrocarburos
		Geología	Estudios de sísmica y extracción de cores	El tipo de roca afecta mucho el tipo de producción
		Presión de fondo	Análisis de declinación de presión para determinar presión de cierre y reservorio	Mientras mayor presión de fondo original mejor, lo ideal sería surgencia natural
		Profundidad	Contometro	Importante para el acraje en superficie, y precios de pozo
Rentabilidad de ambos tipos de pozos	Parte crucial de nuestro estudio. Compara la producción en ambos casos y su producción en el tiempo para ver su rentabilidad.	Barriles	STB (Stock tan barrel)	Se busca extraer del pozo la mayor cantidad de estos, de hidrocarburos.
		Dinero	\$ (dólares americanos)	Representan el beneficio que habrá al producir los pozos. El precio puede variar



## ANEXO 6

### Matriz general de consistencia

Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables/Indicadores	Metodología
General	General	General	Unidad de análisis	Enfoque
¿Sera posible tener mayor producción en el Nor Oeste del Perú si es que perforamos pozos laterales?	Estudiar los campos y hacer un análisis económico en ambos casos. Ver que en un pozo lateral la producción será mayor.	Un pozo lateral nos daría mayor que el vertical convencional.	Variable independiente Pozo lateral	Mixto
Específicas	Específicos	Específicos	Dimensiones Porosidad, saturación, permeabilidad, geología, presión de fondo, profundidad, barriles y dinero	Diseño Cuantitativo experimental, cualitativo, teoría fundamentada
¿Se promoverá la inversión privada?	Además de atraer nuevas tecnologías al país, sería una nueva generación de empleos	Las nuevas ideas y tecnologías para extraer hidrocarburos, atraería la llegada de inversionistas privados.	Indicadores A través de extracción de cores, registros de pozo, estudios de sísmica, análisis de declinación de presión, contometro.	Nivel Descriptiva/correlacional Tipo Teórica
¿Se incrementaría el Fr?	Crear más área de contacto entre el pozo y el estrato, que fluyan mucho más hidrocarburos al pozo, y eso equivale a aumentar el Fr que tendría un pozo	Perforar los estratos lateralmente generaría más puntos de contacto en el pozo, y por ende aumenta el Fr.	Variable dependiente Rentabilidad de ambos tipos de pozos Dimensiones Barriles y dinero Indicadores STB (Stock tan	Métodos Descriptivo Técnicas e instrumentos Estadística/campo empírico (producción) De muestreo No probabilística De recolección de datos Curvas extrapolas de la producción real de pozos de un campo con las

<p>¿Sería bueno que se homologuen las regalías?</p>	<p>vertical convencional.</p> <p>Muchos inversionistas se detienen por la desigualdad en las regalías. Si se igualaran es altamente probable que vengan muchos inversionistas</p>	<p>Homologar las regalías atraería mucho más a la inversión privada</p> <p>Justificación</p> <p>Traer nuevas formas de producción en el NO del Peru.</p> <p>Importancia</p> <p>Adquirir mas producción y a la largo plazo</p>	<p>barrel) y dólares americanos</p>	<p>mismas características similares al NO del Perú.</p> <p>Método empírico.</p> <p>De procesamiento de datos</p> <p>Aplicar la extrapolación de curvas de declinación y cálculos en Excel</p> <p>De análisis</p> <p>Comparar resultados en ambos casos</p> <p>Muestra</p> <p>No probabilística donde se recolectan datos de una población</p> <p>Procedimientos</p> <p>Descripción de teoría a desarrollar y realización de tema en función de muestras y estadísticas</p>
-----------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------